Aplicações de Automação

1ª Edição

Marco Antônio Ribeiro

Aplicações de Automação

Marco Antônio Ribeiro

Quem pensa claramente e domina a fundo aquilo de que fala, exprime-se claramente e de modo compreensível. Quem se exprime de modo obscuro e pretensioso mostra logo que não entende muito bem o assunto em questão ou então, que tem razão para evitar falar claramente (Rosa Luxemburg)

Salvador, Inverno 2001

Dedicado a

Marco Antonio

Prefácio

O presente trabalho foi escrito como suporte de um curso ministrado a engenheiros e técnicos ligados, de algum modo, às atividades de produção e operação de Terminal de Petróleo, onde são manipulados, armazenados, movimentados e processados óleo bruto, gás natural e produtos claros e escuros de petróleo.

1. Pirâmide da Automação
2. Tecnologias
   1.1. SCADA
   1.2. CLP
3. Redes
4. Integração de sistemas

Sugestões e críticas destrutivas são benvindas, no endereço: Rua Carmen Miranda 52, A 903, CEP 41820-230, Fone (071) 452-3195 e Fax (071) 452-3058 e no **e-mail**: marcotek@uol.com.br .

Marco Antônio Ribeiro
Salvador, Verao 2003

Autor

Marco Antônio Ribeiro se formou no ITA, em 1969, em Engenharia de Eletrônica blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá.

Durante quase 14 anos foi Gerente Regional da Foxboro, em Salvador, BA, período da implantação do polo petroquímico de Camaçari blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá.

Fez vários cursos no exterior e possui dezenas de artigos publicados nas áreas de Instrumentação, Controle de Processo, Automação, Segurança, Vazão e Metrologia e Incerteza na Medição blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá.

Desde 1987, é diretor da Tek Treinamento & Consultoria Ltda. blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, blablablá, **firma que presta serviços nas áreas de Instrumentação e Controle de Processo.**

Aplicações de Automação

Conteúdo

1. Automação

1. Controle contínuo automático

3.1. Introdução

Todo processo possui um fluxo de material, energia ou ambos. O fluxo de material ou energia é manipulado sob o comando de um controlador cujo objetivo é manter a variável do processo em um valor desejado; este valor é chamado de ponto de ajuste (set point). Por exemplo, um controlador de nível de um tanque manipula a vazão do líquido que entra no tanque, um controlador de pressão manipula a vazão de gás na entrada da esfera e um controlador de temperatura manipula a vazão de vapor da serpentina que passa no interior do vaso.

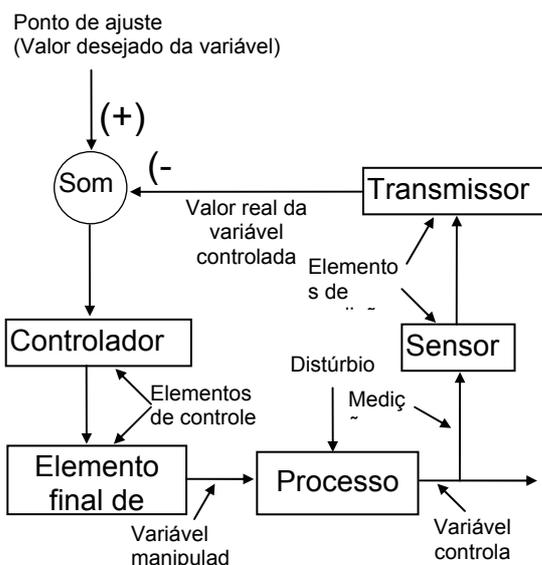



Fig. 1.12. Malha de controle fechada genérica

3.2. Malha aberta ou fechada

No capítulo da medição, foi visto como vários instrumentos são ligados juntos para formar malhas de medição e controle. A Fig. 1.10. mostra uma forma genérica de malhas de controle. Todas estas figuras ilustram a informação do controle automático percorrendo um circuito fechado. Este arranjo é chamado de controle de malha fechada.

O ponto de ajuste, que é ajustável, é colocado na unidade de soma, tipicamente por um operador da planta. A medição do valor real da variável controlada do processo é também colocada na unidade de soma. Esta unidade compara os dois valores do ponto de ajuste e da medição real e a saída resultante representa o erro de controle, a quantidade pela qual o valor real da variável controlada se desvia do valor ideal. Este erro é o que o controlador tenta eliminar ou, pelo menos, minimizar.

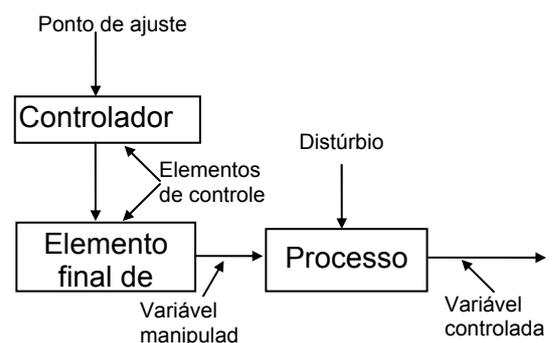



Fig. 1.13. Malha aberta de controle genérica

A unidade somadora, na maioria dos casos, está dentro do controlador e na minoria, está separada.

Os elementos de medição, que podem ser separados ou combinados, são chamados de elementos de realimentação negativa (feedback) por que eles alimentam a informação do estado da

variável controlada de volta para o somador de modo que haja ação corretiva.

A maioria das malhas de controle na indústria é do tipo de malha fechada. Outro tipo de malha, sem realimentação, é o de malha aberta. Este arranjo é conhecido como controle de malha aberta, mostrado de forma genérica na Fig. 1.11.

O exemplo típico de controle de malha aberta é o controle manual. Um operador de processo pode encher um tanque, manter constante uma temperatura ou manter uma vazão através do controle manual. Ele tem sempre que se manter alerta, lendo a informação acerca do nível, temperatura ou vazão em algum instrumento de indicação próximo.

Ainda é possível se ter controle de malha fechada sem a realimentação negativa mas baseado em outra estratégia. Um exemplo é o sistema de mistura automática de duas substâncias em uma proporção fixa, como 33% de A e 67% de B. O controlador recebe as medições das duas vazões, o operador ajusta no controlador a razão da mistura (1:3) e o controlador manipula a vazão de A, resultando em uma mistura das duas substâncias. O sistema não mede a composição da mistura para garantir que ela foi feita na proporção desejada.

Tipicamente, um controlador automático possui uma estação manual associada de modo que o operador possa cortar o controle automático e passar para o controle manual do sinal de saída.

3.3. Ações de Controle

Para um controlador automático em uma malha fechada manter uma variável de processo igual ao ponto de ajuste, ele deve saber se a variável está no valor correto. Mas uma resposta SIM ou NÃO é insuficiente e o controlador deve saber, no mínimo, se a variável está acima ou abaixo do ponto de ajuste. Para um melhor controle, o controlador deve saber o valor da diferença entre a medição e o ponto de ajuste. Em outras palavras, o controlador deve saber o valor do erro. Para um controle melhor ainda, o controlador deve saber a duração do erro existente. E para um controle melhor possível, o controlador deve saber a velocidade de variação da variável controlada.

Estes vários refinamentos do controle implicam nos modos de controle, que podem ser os seguintes:

1. controle binário
2. controle proporcional
3. controle integral
4. controle derivativo.

Controle liga-desliga

O controle liga - desliga, também conhecido como controle binário, on-off ou de duas posições, é o mais simples de todos os modos de controle. Ele é o mais curto e o menos adaptável de todos os tipos de controle embora ele seja adequado para muitos casos e é freqüentemente usado em plantas de processo. Ele é também o controle mais barato e é o tipo quase sempre usado em controle de temperatura de geladeira e condicionador de ar ambiente.

A saída de um controlador binário é ou **ligada** ou **desligada**. Seu valor depende dos seguintes fatores:

1. a direção do erro de controle
2. a ação do controlador, direta ou inversa.

A unidade de soma da Fig. 1.10 determina a direção do erro de controle, positivo ou negativo.

Seja o controle liga-desliga de temperatura do óleo de um tanque. O óleo é aquecido pelo vapor que passa por uma serpentina colocada dentro do tanque. Se a temperatura está baixa, o controlador abre totalmente a válvula de vapor; se a temperatura está alta, o controlador fecha totalmente a válvula. Não há vazão intermediária de vapor: a vazão é zero ou 100%.

No controle binário, a diferença do processo, a banda de operação, entre as ações **liga** e **desliga** é geralmente pequena, como por exemplo, a temperatura ambiente na sala. Porém, há casos onde a banda **liga-desliga** é intencionalmente feita grande de modo a minimizar a freqüência de operação do equipamento, como o motor da bomba. Este controle é feito na pressão do compressor do borracheiro. Há um ponto para ligar o compressor, por exemplo, 70 psi e um ponto para desligar o compressor, como 150 psi. Este tipo de controle é

chamado de controle de *intervalo diferencial* (*differential gap*).

O controle binário é simplesmente uma ação de chaveamento e o mesmo instrumento pode ser usado para qualquer outra operação de chaveamento, como atuar um alarme. Assim o instrumento é identificado como uma *chave* e não como um *controlador*.

Quase todos sistemas de controle operam com cargas variáveis de processo. A carga do processo é a quantidade de material ou energia que deve ser manipulada para controlar a variável controlada. A carga depende se o sistema está operando na capacidade máxima, intermediária ou mínima e de todos os fatores que influem na variável controlada, exceto a variável manipulada.

O controle binário é teórica e praticamente incapaz de manter a variável controlada dentro de uma dada faixa de operação para mais do que uma carga de processo. Para outras cargas, a banda se move para cima ou para baixo, dependendo se carga está aumentando ou diminuindo. O deslocamento da banda de controle é chamado de *desvio permanente* (*offset*, que é pequeno ou grande, dependendo do tamanho da variação da carga.

O desvio permanente é a razão porque uma casa controlada por um termostato que tenha uma isolação ruim requer que o ponto de ajuste seja aumentando manualmente para manter a casa confortável quando o tempo se torna mais frio. O termostato é um controlador binário cuja banda de operação tem caído por que a carga de aquecimento da casa foi aumentada.

Controle Proporcional

O controle proporcional, também conhecido como controle de uma única ação ou modo, fornece uma saída modulada que pode ter qualquer valor entre o mínimo (0%) e o máximo (100%) da faixa da saída. O valor depende de vários fatores, como:

1. direção e tamanho do erro de controle,
2. ganho ou sensitividade do controlador
3. ação de controle direta ou inversa.

Os controladores e processos, como as pessoas, são sensíveis em diferentes graus. Quando se diz algo que não agrada uma pessoa e ela se irrita, ela é considerada muito sensível. Quando se diz a mesma coisa a outra pessoa e ela não se perturba, ela é menos sensível. Quanto maior a sensitividade, maior é a reação a um estímulo de entrada.

Sensitividade é geralmente expressa em termos de ganho proporcional ou simplesmente ganho. Ganho é o equivalente à quantidade de reação dividida pela quantidade de estímulo. Ganho é definido como a variação da saída correspondendo a uma dada variação de entrada dividida pela variação da entrada. Para a maioria dos controladores, o ganho proporcional é ajustável.

Em controladores analógicos, é comum se usar o termo banda proporcional em lugar de ganho proporcional. Banda proporcional é o inverso do ganho ou a divisão da entrada pela saída. A banda proporcional é expressa em percentagem.

Um controlador cuja saída varia de 10% de seu valor inicial quando a entrada varia de 8% do seu valor inicial tem um ganho de 1,25 ou banda proporcional de 80%. Se a mesma variação de entrada de 8% causa uma variação na saída de 4%, o controlador tem ganho de 0,5 e banda proporcional de 200%.

O termo ganho se aplica a outros instrumentos diferentes do controlador. Uma malha fechada de controle também possui um ganho.

A válvula de controle possui um ganho. O sinal de entrada da válvula vem da saída do controlador. Se o sinal de entrada da válvula varia de 5 para 7 psi (aumento de 40%) e causa uma variação de saída de 100 para 120 m^3/h (aumento de 20%), então o ganho da válvula é de 0,5 ou 10 m^3/h por psi.

O processo também possui um ganho. Se a entrada de vapor para um aquecedor d'água varia de 10 000 para 12 000 kg/h causando uma variação da temperatura d'água de 100 a 200 ^oC, o ganho do processo (aquecedor) é 0,010 ou 1 ^oC por 100 kg/h.

Substituindo o controlador binário da Seção 4.2.1. por um controlador

proporcional, se a temperatura do óleo está um pouco baixa, o controlador faz a válvula de vapor abrir um pouco; se estiver muito baixa, o controlador faz a válvula abrir mais ainda. Se a temperatura estiver um pouco acima do valor desejado, o controlador faz a válvula fechar um pouco, se estiver muito acima, a válvula fecha muito. Nas condições normais, a saída do controlador é modulada, a válvula de controle modula a vazão de vapor e sempre há alguma vazão de vapor.

Como o controlador binário, o controlador proporcional é sujeito ao desvio permanente (offset) e é incapaz de manter a variável controlada igual ao ponto de ajuste em mais do que uma carga de processo. O desvio permanente é a razão pela qual um sistema controlado por termostato esfria mais no inverno do que no verão. Neste caso, o termostato é um regulador auto-atuado que fornece somente controle proporcional.

Controle Proporcional mais Integral

O controle proporcional mais integral é também conhecido como controle de dois modos, controle PI e controle automático reset. O modo integral é também chamado de controle flutuante (floating control). Como para o controle proporcional, a saída do controlador é modulada, mas o valor da saída depende dos seguintes fatores:

1. a direção, magnitude e duração do erro de controle
2. o ganho do controlador, que depende do ganho proporcional e o ganho integral, ambos ajustáveis.
3. a ação do controlador, direta ou inversa.

Usando o controlador PI para a temperatura do óleo, este controlador faz o mesmo que o controlador proporcional mas ele tem uma característica a mais. Assumir que a temperatura do óleo esteja baixa. A saída do modo proporcional pede um aumento da vazão do vapor, que deve subir e levar a temperatura para o ponto de ajuste. Se a temperatura permanece baixa, o modo integral gradualmente se soma à saída e a válvula abre um pouco mais. Enquanto o erro permanecer, o modo integral se mantém somado à saída, a válvula se mantém abrindo e a temperatura finalmente atinge o ponto de ajuste. O erro de controle agora é zero, de modo que o controlador está satisfeito, a saída permanece constante e a vazão de vapor se mantém constante até que a temperatura do óleo seja perturbada de novo. Assim, o sistema de controle ainda responde ao desvio do ponto de ajuste. A ação adicional do modo integral reforça a ação do modo proporcional em qualquer direção, subindo ou descendo.

Por causa da ação integral, este controlador não possui desvio permanente de controle. Em qualquer nova carga estável, o controlador retorna a variável controlada para seu ponto de ajuste., diferente do controle liga-desliga ou do controle proporcional.

Controle Proporcional mais Integral mais Derivativo

O controle proporcional mais integral é também conhecido como controle de três modos ou controle PID. O modo derivativo é também chamado de controle de variação (*rate control*). Um controlador PID modula sua saída, cujo valor depende dos seguintes fatores:

1. direção, magnitude e duração e taxa de variação do erro de controle
2. ganho do controlador, que depende do ganho proporcional, ganho integral e ganho derivativo, todos ajustáveis.
3. ação do controlador, direta ou inversa.

Usando o controlador PID para a temperatura do óleo, este controlador faz o mesmo que o controlador PI mas ele tem uma característica a mais. O modo derivativo altera a saída do controlador de acordo com a velocidade de variação do erro de controle. Se o erro não estiver variando, a ação derivativa não faz nada. Se o erro varia lentamente, a ação derivativa muda a saída um pouco durante a variação do erro. Se o erro varia rapidamente, a ação derivativa faz uma grande variação na saída do controlador durante a variação do erro. O objetivo da ação derivativa é o de dar um reforço à ação corretiva do controlador, especialmente quando a variável controlada estiver variando rapidamente. Portanto, a ação derivativa tende a evitar o erro se tornar muito grande antes que a ação proporcional e integral possam

reganhar o controle. A ação derivativa é usada principalmente para sistemas lentos.

Para controlar a temperatura do óleo com um controlador PID, se a temperatura cair abaixo do ponto de ajuste lentamente, o controlador age muito pouco, como um controlador PI. Se a queda é rápida, a ação para aumentar a abertura da válvula de vapor vem principalmente das ações proporcional e derivativa. Isto reduz a velocidade da queda e faz a ação derivativa se tornar menos importante. Enquanto isso, por causa do desvio prolongado do ponto de ajuste, a ação integral, que depende da duração do desvio, se torna mais importante. Finalmente, a temperatura é trazida de novo para o ponto de ajuste e permanece lá, o efeito derivativo cai para zero e a saída do controlador e a vazão de vapor se mantém em regime no ponto de ajuste.

Controlabilidade do processo

Os quatro modos de controle discutidos: liga-desliga, proporcional, integral e derivativo são os mais usados.

A escolha do controle binário ou modulado e dos modos de controle proporcional depende da dificuldade de controle do processo. Quanto mais fácil é o processo para ser controlado, mais simples é o controlador usado. Um processo que varia raramente é fácil de ser controlado e pode ser manipulado satisfatoriamente com controle manual, considerando a possibilidade má operação ou de não operação por causa da falha humana. Quanto mais difícil é o processo para ser controlado, mais complexos são o controlador e os seus ajustes.

3.4. Conclusão

O controle contínuo é encontrado em indústrias de processo, tais como refinarias, petroquímicas, têxteis, siderúrgicas, mineração, alimentícia, farmacêutica. Ela tipicamente mede, controla e manipula as variáveis continuas temperatura, pressão, vazão, nível e análise. Em seu controle, o algoritmo básico usado é o bloco PID, Proporcional Integral e Derivativo.

O controle contínuo é uma operação essencial e matematicamente contínua. Para executar o controle contínuo é mais adequado usar instrumentação analógica, que naturalmente manipula sinais contínuos. Porém, atualmente há uma predominância da instrumentação digital e por isso, para fazer o controle contínuo, em algum lugar da malha de controle ou do controlador há conversores analógico para digital (A/D) e digital para analógico (D/A).

O controle contínuo das indústrias de processo é realizado por instrumentos pneumáticos e eletrônicos. Quando a indústria é pequena e o processo é simples, usam-se instrumentos isolados, tipo *single loop* e *stand alone*. Ainda hoje há plantas controladas por instrumentos pneumáticos, porém a tendência é se usar cada vez instrumentos eletrônicos, com tecnologia digital.

Quando a indústria é grande e o processo complexo, o controle é feito por sistemas de instrumentação, tipicamente o Sistema Digital Distribuído.

3.5. Otimização de Controle

Genericamente, otimização é a estratégia que dá o melhor resultado obtível sob um determinado conjunto de condições. Matematicamente, otimização é a tarefa de achar um grande pico em um espaço multidimensional. Para o engenheiro prático, otimização sugere um exercício altamente teórico, que não é muito relevante no mundo real, onde tubulações vazam, sensores se entopem e bombas cavitam. Otimização é a integração do *know-how* do controle de processo para maximizar a produtividade industrial.

É desejável controlar o que uma planta produz. Plantas não produzem vazão, pressão, temperatura, nível e análise, portanto, estas variáveis são apenas limites ou restrições. As variáveis controladas podem ser relacionar com a produtividade ou eficiência da planta. A otimização causa o fim da era das malha de controle isoladas e o início do controle de envelope multivariável. O envelope é um polígono, com os lados representando vazão, pressão, temperatura, nível, análise e outras variáveis de processo. Dentro deste envelope está o processo que é continuamente movido para a máxima eficiência.

A otimização multivariável é a técnica de controle aplicada pela natureza e é também o método de controle mais simples e mais elegante. Só se aplica otimização a um processo que já opera.

2. Controle Lógico

2.1. Conceito

A maioria das instalações de controle de processo industrial envolve mais do que simplesmente regular uma variável controlada. A exigência da regulação significa que alguma variável tende a variar de modo contínuo por causa de influências externas. Mas há muitos processos na indústria em que não é uma variável que deve ser controlada mas uma seqüência de eventos.

Esta seqüência de eventos tipicamente leva à produção de algum produto de um conjunto de matérias primas. Por exemplo, o processo para fazer torradeiras entra com vários metais e plásticos e sai com as torradeiras. O termo estado discreto expressa que cada evento na seqüência pode ser descrito pela especificação da condição de todas unidades de operação do processo. Tais descrições das condições são apresentadas com expressões tais como: válvula A está aberta, válvula B está fechada, esteira C está ligada, chave limite S_1 está ligada e assim por diante. Um conjunto particular de condições é descrito como um estado discreto de todo sistema.

Neste capítulo, será examinada a natureza do controle do processo com estado discreto. Além da natureza deste controle, uma técnica especial para projetar e descrever a seqüência dos eventos de processo, chamada de diagrama ladder será apresentada. O diagrama ladder apareceu do antigo uso de relés eletromecânicos para controlar a seqüência de eventos em tais processos. Sistemas de controle com relés atualmente são realizados com métodos baseados em computador, o mais comuns deles é o controlador lógico programável (CLP). As características e programação de CLP também serão estudadas nestes trabalho.

4.2. Definição de controle de processo com estado discreto

A Fig. 1.12 é uma representação simbólica de processo de manufatura e o controlador para o processo. Todas as medições das variáveis de entrada (S_1, S_2, S_3) e das variáveis de saída (C_1, C_1, C_1) do processo são feitas e podem assumir apenas dois valores. Por exemplos, válvulas estão abertas ou fechadas, motores estão ligados ou desligados, temperaturas estão altas ou baixas, chaves limites estão fechadas ou abertas e assim por diante.

O estado discreto do processo, em qualquer momento, é o conjunto de todas os valores de entrada e de saída. Cada estado é discreto, no sentido que há somente um número discreto de estados possíveis. Se houvesses três variáveis de entrada e três variáveis de saída, então um estado consiste da especificação de todos os seis valores. Como cada variável pode assumir dois valores, há um total de 64 estados possíveis. (2^6).

Um evento no sistema é definido por um estado particular do sistema, ou seja, valor atribuído particular de todos os valores das variáveis de entrada e de saída. Um evento dura enquanto as variáveis de entrada permanecem no mesmo estado e as variáveis de saída são deixados nos estados atribuídos. Para um simples forno, pode-se ter a temperatura baixa e o aquecedor ligado. Este estado é um evento que dura até que a temperatura suba e fique alta.

Com estas definições em mente, o controle do processo com estado discreto é uma seqüência particular de eventos através da qual o processo atinge algum objetivo. Para um simples aquecedor uma seqüência poderia ser:

1. temperatura baixa, aquecedor desligado
2. temperatura baixa, aquecedor ligado
3. temperatura alta, aquecedor ligado
4. temperatura alta, aquecedor desligado

O objetivo do controlador da Fig. 1.8 é dirigir o sistema de estado discreto através de uma seqüência específica de eventos. Será visto agora como a seqüência de eventos é especificada e descrita e como

um controlador pode ser desenvolvido para direcionar a seqüência de eventos.

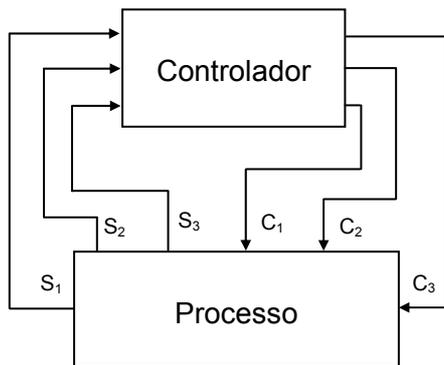



Fig. 1.14. Processo discreto e controlador

4.3. Características do sistema

O objetivo de um sistema de controle de processo industrial é fabricar algum produto de matérias primas de entrada. Tal processo tipicamente envolve muitas operações ou etapas. Algumas destas etapas devem ocorrer em série e algumas podem ocorrer em paralelo. Alguns destes eventos podem envolver o ajuste discreto dos estados na planta, ou seja, válvulas abertas ou fechadas, motores ligados ou desligados, contatos fechados ou abertos. Outros eventos podem envolver regulação de alguma variável contínua no tempo ou a duração de um evento. Por exemplo, pode ser necessário manter a temperatura em algum valor ajustado durante determinado intervalo de tempo. O sistema de controle de processo a estado discreto é o sistema de controle principal para a operação da planta inteira.

Geladeira - freezer

Usar as definições para construir uma descrição da geladeira com freezer mostrado na Fig. 1.13. como um processo com um sistema de controle a estado discreto. Definir as variáveis de entrada, variáveis de saída e seqüência de eventos série ou paralelo.

Solução

As variáveis de entrada de estado discreto são:

1. porta fechada ou aberta
2. temperatura da geladeira alta ou baixa
3. temperatura do freezer alta ou baixa
4. tempo do temporizador de eliminação de gelo dentro ou fora
5. chave de potência ligada ou desligada
6. detector de gelo ligado ou desligado.

As variáveis de saída discretas são:

1. luz ligada ou desliga
2. compressor ligado ou desligado
3. temporizador eliminador de gelo iniciado ou não iniciado
4. aquecedor ou ventilador do eliminador de gelo ligado ou desligado
5. damper da geladeira aberto ou fechado.

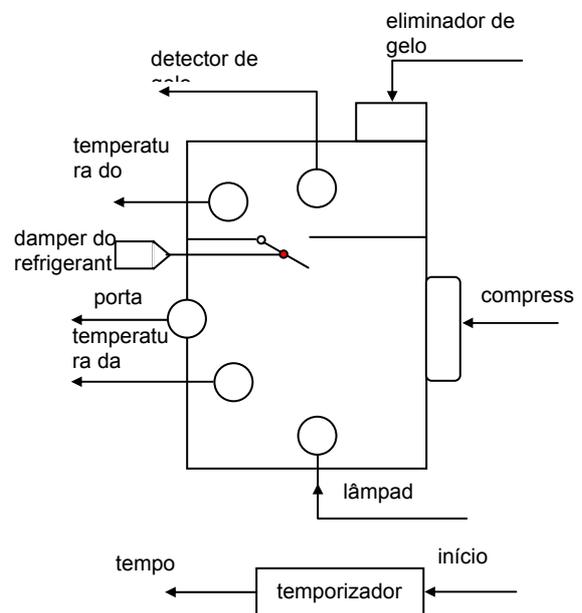



Fig. 1.15. Sistema de controle geladeira - freezer

Há um total de 11 variáveis de dois estados. Em princípio, há 2^{11} = 2048 possíveis eventos ou estados. Obviamente, apenas alguns destes são necessários, A seqüência de eventos é a seguinte:

1. Se a porta estiver aberta, a luz deve acender.
2. Se a temperatura da geladeira estiver alta e o eliminador de gelo estiver desligado, o compressor é ligado e o *damper* é aberto até que a temperatura da geladeira caia.
3. Se a temperatura do congelador estiver alta e o eliminador de gelo estiver desligado, o compressor é ligado até que a temperatura caia.

4. Se o detector de gelo estiver ligado, o temporizador é iniciado, o compressor é desligado e o aquecedor/ventilador de eliminador fica ligado durante um intervalo de tempo, até que o tempo seja expirado.

O evento (1) pode ocorrer em paralelo com qualquer outro. Os eventos (2) e (3) podem ocorrer em paralelo. Os eventos (4) pode ocorrer somente em série com (2) ou (3).

4.4. Variáveis de estado discreto

É importante ser capaz de distinguir entre a natureza de variáveis em um sistema de estado discreto e as variáveis em sistemas de controle contínuo.

Controle contínuo

Seja o nível de líquido em um tanque, como na Fig. 1.14. O tanque possui uma válvula que controla a vazão de entrada no tanque e a vazão de sua saída é livre. Há um sensor para detectar o nível do tanque, ligado a um controlador, cujo objetivo é o de manter o nível constante e igual a um valor pré ajustado (ponto de ajuste).

O controlador opera de acordo com algum modo de controle para manter o nível constante, mesmo havendo variações induzidas de influencias externas. Assim, se a vazão de saída aumenta, o sistema de controle irá aumentar a vazão de entrada para compensar o aumento da saída. O nível é assim **regulado**. Este é um sistema de controle contínuo porque tanto o nível como a abertura da válvula podem variar sobre uma faixa contínua. Mesmo se o controlador estiver operando de modo liga – desliga, há ainda uma regulação da variável, embora o nível oscile agora quando a válvula de entrada é aberta ou fechada para compensar a variação da vazão da saída.

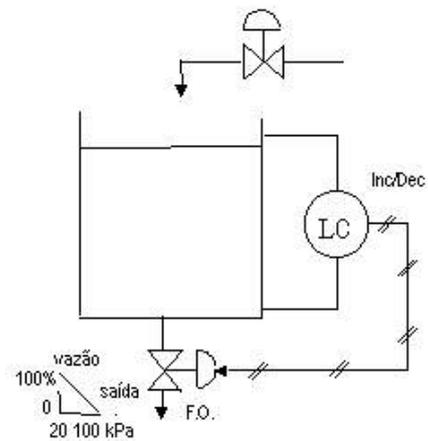



Fig. 1.16. Controle contínuo de nível

Controle de estado discreto

Seja agora o problema anterior revisado. Tem-se a mesma situação da Fig. 1.15, porém os objetivos são diferentes e as variáveis, nível e ajuste, são discretos porque agora eles podem assumir somente dois valores. Isto significa que a válvula pode somente estar aberta ou fechada e o nível está acima ou abaixo do ponto de ajuste.

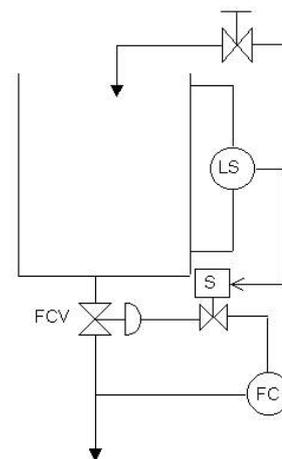



Fig. 1.17. Controle discreto de nível

Agora o objetivo é encher o tanque até um certo nível sem vazão de saída. Para fazer isto, especifica-se uma seqüência de evento:

1. Fechar a válvula de saída
2. Abrir a válvula de entrada e deixar o tanque encher até o nível desejado, como indicado por uma chave.
3. Fechar a válvula de entrada, quando o nível atingir o valor desejado.

O nível certamente não vai se alterar até quando, em algum momento mais tarde, a válvula de saída é aberta e há vazão de saída. Notar que as variáveis - medição de nível, ajuste da válvula de entrada e ajuste da válvula de saída – são quantidades de dois estados. Não há medição contínua ou saída contínua sobre uma faixa.

Controle composto: discreto e contínuo

É possível para um sistema de controle contínuo ser parte de um sistema de controle de processo com estado discreto. Seja ainda o exemplo do sistema de tanque da Fig. 1.15. Neste caso especifica-se que a válvula de saída está fechada e o tanque se enche até o nível requerido, como na Fig. 1.16. Pode-se agora especificar que periodicamente uma garrafa vai para debaixo da válvula de saída. O nível deve ser mantido no ponto de ajuste enquanto a válvula de saída estiver aberta e a garrafa cheia. Esta exigência pode ser necessária para garantir uma coluna de líquido constante durante o enchimento da garrafa.

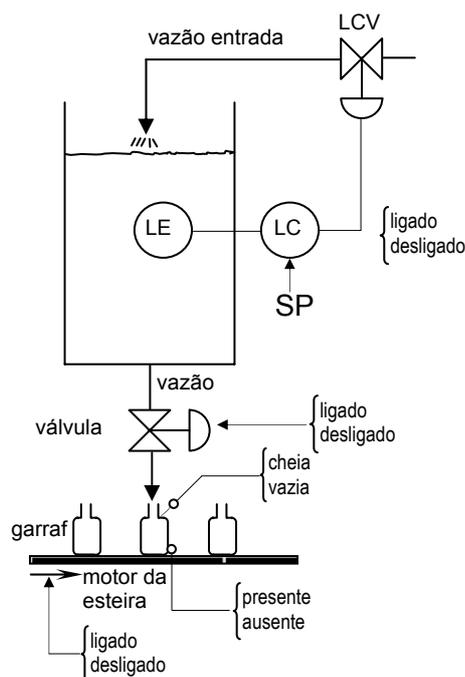



Fig. 1.18. Controles contínuo e discreto

Este processo irá requerer um sistema de controle contínuo usado para ajustar a vazão de entrada durante o enchimento da garrafa através da válvula de saída. O sistema de controle contínuo será ligado ou desligado como um equipamento discreto. Pode se ver que o processo de controle contínuo é justo uma parte do processo de estado discreto.

3. Alarme e Intertravamento

3.1. Segurança da Planta

Toda planta deve ser projetada usando-se princípios de segurança baseados em praticas de engenharia estabelecidas. Procedimentos como Perigo e Operabilidade - Hazard and Operability (HAZOP), Análise de Perigo - Hazard Analysis (HAZAN) e Análise de Arvore de Falha – Fault Tree Analysis (FTA) podem revelar problemas potenciais de segurança e operação relacionados com o projeto.

Depois de projetada, instalada e dada a partida (start up) a planta entra em operação de regime. Há vários sistemas automáticos associados à planta, para garantir sua operação correta e eficiente e a segurança dos equipamentos envolvidos e dos operadores presentes. Pode-se perceber quatro níveis distintos de atividade da planta:

1. medição e controle regulatório do processo
2. alarme do processo
3. desligamento de emergência
4. monitoração e controle do fogo

Medição e Controle do processo

Os sistemas de medição e controle regulam os processamentos e fluxos de materiais e de energia. O desempenho dinâmico correto destes sistemas torna as falhas internas raras. Quando acontece uma falha, sua ocorrência é facilmente evidenciada para o operador, através das indicadores e registradores.

Quando o controle automático é insuficiente de fornecer o resultado desejado, (por falha da estação automática, má sintonia, carga diferente do

processo), o operador transfere a operação de automática para manual. Isto não causa nenhum problema particular ao processo, que contínua operando com produtos dentro das especificações. Geralmente, o sistema de controle possui um sistema suplementar de alarme, que chama a atenção do operador para a perda do controle automático ou para a tendência do produto sair fora das especificações.

Porém, em condições mais graves, em que nem o controle manual consegue regular corretamente o sistema, e o produto final está fora das especificações, entra o sistema de alarme.

Alarme do processo

O ideal é que a planta trabalhe em automático todo o tempo. Os distúrbios normais do processo são eliminados pelo controle automático. Quando houver uma anormalidade além da faixa de controle automático, o processo deve ser passado para a condição de manual. Para isso, deve haver sistema de alarme para chamar a atenção do operador, pois ele não está todo o tempo olhando os controladores e atualmente há tantas informações concentradas em tão pouco espaço que é impossível o operador perceber prontamente quando o controle automático é perdido.

Na maioria dos casos, a atuação manual do operador no processo é suficiente para trazer o processo para as condições ideais. Porém, em uma minoria dos casos, a atuação manual não consegue retornar a variável de processo para o ponto de ajuste e o processo tende para condições de perda de produto ou inseguras.

Desligamento de emergência

Quando os operadores podem entrar em pânico ou serem incapazes de tomar a decisão certa no momento certo, com o excesso de informações disponíveis, o sistema procura eliminar o julgamento humano das funções críticas de segurança. O sistema atua automaticamente no processo, desligando-o ordenadamente.

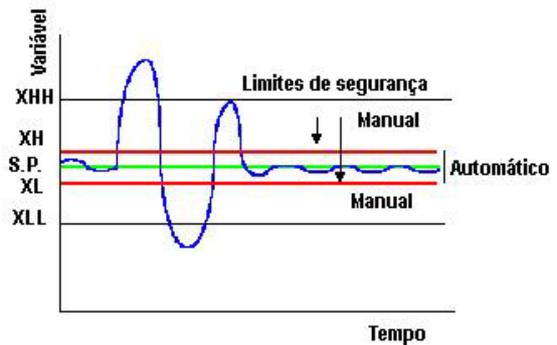



Fig. 2.1. S.P. é o ponto de ajuste, XL e XH são pontos de alarme e XLL e XHH são pontos de desligamento

A proteção da planta independente da ação humana é implementada pelo sistema de desligamento, com suas entradas e saídas dedicadas e completamente separadas do sistema de controle do processo. Este sistema monitora as operações em uma condição estática, até ser ativado ou disparado por uma condição anormal prevista. O sistema requer um alto nível de diagnose, geralmente não existente nos equipamentos de controle do processo, para detectar falhas internas que podem não ser facilmente evidentes.

Monitoração do fogo e gás

Mesmo com o sistema de regulação, alarme e desligamento, ainda é possível haver fogo ou explosão no processo. Pode haver falhas no sistema de alarme e desligamento, que deixa de atuar em condição de perigo ou pode haver fogo provocados por outras fontes diferentes.

Os perigos devidos a gases combustíveis e tóxicos são manipulados por outro sistema. Este sistema além de detectar a presença de gases no local também pode ter condição de desligar equipamento do processo, ou seja, o sistema de detecção de gases pode inicializar o sistema de desligamento. Em plantas grandes e complexas, hoje a tendência é de integrar o projeto e suprimento do gás e fogo com o sistema de desligamento, ambos agrupados em um mesmo sistema de segurança.

3.2. Tecnologias do Sistema

Há três tecnologias principais para implementar sistema de segurança e desligamento na planta de processo:

1. relé eletromecânico
2. eletrônica a semicondutor fiada fisicamente (hard wired)
3. microprocessador.

Relé eletromecânico

Embora existam alguns poucos sistemas pneumáticos em uso, eles podem ser classificados com de relés, pois seus princípios operacionais são semelhantes.

O sistema de segurança baseado em relé eletromecânico tem sido muito usado, ainda, por causa de sua confiabilidade. Eles são inerentemente seguro em falha, imune a maioria das interferências elétricas, podem ser projetados para atender a maioria das exigências de tensão e possuem baixo custo inicial de aquisição.

Como desvantagens, tem-se:

1. grande peso e tamanho
2. pouco flexível para fazer alterações na programação ou adições, que requerem mudança na fiação física e revisão na documentação.
3. não oferecem capacidade de comunicação digital (serial ou paralela) para uso integrado com SDCD ou CLP, ou SCADA.

Sistema Eletrônico a semi condutor

Sistema a estado sólido fiado fisicamente pode ser projetado para superar muitas das desvantagens associadas com relés, como:

1. apresentam teste on line de todos os canais ativos, incluindo módulos I/O, por meio automático ou manual
2. falhas são facilmente identificadas
3. substituição e adição são prontamente feitas
4. possibilidade de sistema redundante para melhorar desempenho e aumentar a tolerância a falha.

O sistema com circuito eletrônico faz sua lógica através de circuitos a estado sólido que estão fiados fisicamente na configuração desejada. Qualquer modificação lógica necessita de alteração na fiação, mas painéis com matriz de pinos pode simplificar as alterações.

Microprocessador

Sistemas com microprocessador são poderosos e flexíveis, através de hardware, software e firmware. Os sistemas com microprocessadores podem ser subdivididos em computadores pessoais (CP) e controladores lógico programáveis (CLP). O sistema com CP é considerado integral e o CLP é um sistema distribuído.

2.2. Escolha do Sistema

Parâmetros de escolha

Quando se projeta um sistema de segurança de alto risco, sempre se consideram os seguintes parâmetros:

1. filosofia do alarme:
    a) individual em cada instrumento,
    b) agrupada em anunciador,
    c) feita por computador dedicado
    d) feita no sistema de controle digital (SDCD, CLP com supervisório, SCADA)
2. tecnologia usada:
    a) relés eletromecânicos,
    b) lógica eletrônica
    c) microprocessado
3. nível de redundância:
    a) simples
    b) dual
    c) tripla
4. administração de alarmes falsos:
    a) lógica supervisória
    b) sistema de votação
5. períodos de teste:
    a) mensalmente,
    b) anualmente
    c) somente quando há desligamento
6. custo de propriedade
    a) custo de aquisição
    b) custo de engenharia
    c) custo de operação
    d) custo de modificações futuras
7. exigências do local
    a) área interna ou externa
    b) área classificada ou segura

Roteiro de seleção

Os passos necessários para selecionar o melhor sistema incluem:

1. Obter as estimativas de custo das soluções técnicas disponíveis incluindo custos futuros de operação durante a vida útil do sistema

2. Analisar a possibilidade de falha do equipamento e da planta devido a falha do sistema, considerando os cenários de falha em segurança ou perigo em falha.
3. Estimar o custo da planta parada como resultado da falha do sistema de segurança.
4. Baseado neste procedimento e na análise da arvore de decisão, selecionar o melhor entre todos os candidatos.

Uma solução não pode ser ótima para todas as situações.

Ponto fraco do sistema

Muitas pessoas pensam em triplicar sistemas lógicos, pensando que *se um é bom, dois é melhor e três o máximo*. Mas, muitas instalações com sistemas lógicos dual ou triplo tem dispositivos de campo (sensores e válvulas) simplex, não redundantes.

A legislação exige que empregadores *determinem e documentem* que o equipamento do sistema de segurança seja *conveniente* para determinada aplicação e que a operação segura seja *garantida*. Normas para dispositivos elétricos, eletrônicos e de controle programável (ISA SP84 e IEC 65) estabelecem níveis de risco e fornecem números de desempenho requeridos para sistemas de segurança.

Estudos mostram que o gargalo do sistema ou o elo mais fraco da cadeia ou ainda, a menor confiabilidade do sistema está nos sensores e nos elementos finais de atuação (válvulas, solenóides, motores). Por isso, às vezes, é mais importante focalizar os dispositivos de campo do que os componentes do sistema de segurança.

Software

A confiabilidade dos sistemas envolvendo CP e CLP depende também da confiabilidade do programa associado. E ainda não há meios de avaliar a confiabilidade de programa de computador.

Há dois tipos de software:

1. software embutido que consiste do sistema operacional e de funções de sistema como programação de tarefas, comunicação entre tarefas e manipulação de interrupções
2. software de aplicação que executa as funções lógicas específicas de acordo com as exigências do usuário.

Diferente do hardware, a principal fonte de falha em software é erro de projeto. Assim que um defeito de software é corrigido, ele permanece corrigido. A falha ocorre somente quando o software embutido é usado em um ambiente diferente daquele para o qual ele é projetado. Depois que um software é testado e carregado no hardware, o software tem uma altíssima confiabilidade. O software aplicativo, porém, depende muito da experiência do projetista, documentação de auditoria, desenvolvimento do sistema e procedimentos de teste.

3.3. Alarme do Processo

Uma das aplicações mais comuns no controle de processo é a implementação de circuitos simples de alarme. O sistema de alarme é binário, pois o interesse é apenas se a variável está abaixo ou acima de determinado valor preestabelecido. Em processo de manufatura industrial, há muitas aplicações com variáveis acima e abaixo da variável controlada, que devem ser monitoradas.

Um sistema pode operar sem malha de controle de pressão, mas se a pressão exceder determinado limite predeterminado, pode-se gerar um alarme e prover uma atuação corretiva, para manter o sistema seguro ou dentro de limites de controle. As ações mais fáceis de implementar são as de ligar e desligar. Neste sentido, o alarme é similar ao controle liga-desliga ou de duas posições.

Os sistemas de alarme vivem no mundo digital. Eles sofrem do engano, pelos projetistas, que como eles são relativamente simples e não requerem qualquer teoria de controle, então eles não precisam de nenhuma base para ser especificados ou projetados. De fato, há muitos aspectos de sistemas de alarme que devem ser considerados, se eles devem fazer o trabalho que o projetista e usuário querem que eles façam.

Os sistemas de alarme desempenham uma importante função no processo e por isso não devem ser especificados

indiscriminadamente. Muitos alarmes em um painel ou console de instrumentos inevitavelmente leva-os a serem ignorados. Uma fraqueza dos sistemas digitais atuais é que a grande facilidade para gerar alarmes.

Componentes

Os sistemas de alarme de processo geralmente consistem de três componentes:

1. uma chave automática de variável de processo, que detecta o valor da variável, compara este valor com um ajuste e muda a sua saída quando o valor ultrapassa o ponto de ajuste. O sinal digital da saída da chave está associado a Liga-Desliga, Seguro-Inseguro, Pronto-Não pronto.
2. Um circuito lógico que recebe o sinal de saída de uma ou mais chaves de alarmes e então decide, baseado em uma lógica preestabelecida, qual a saída que deve ser enviada ao anunciador e qual o elemento final que deve ser automaticamente ligado ou desligado.
3. Um anunciador de alarme, possivelmente com um dispositivo final que irá produzir a ação apropriada em resposta às saídas da lógica. O anunciador de alarme geralmente tem lâmpadas atrás de placas gravadas, mensagens em uma tela de vídeo (terminal de display de vídeo ou TRC – tubo de raios catódicos). Usam-se alarmes de áudio associados, como sirene, buzina e campainha.

P
Chaves de alarme
Lógica
Anunciador
Atuador final

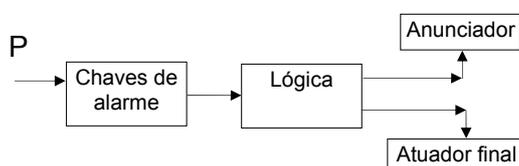



Fig. 2.2. Diagrama de blocos do sistema de alarme

Um dispositivo final causa um desligamento automático do equipamento sob operação. Tipos comuns de dispositivo final incluem:

1. Relé elétrico agindo como um segundo botão de Liga-Desliga no circuito de controle da partida de um motor.
2. Válvula de emergência operada por solenóide
3. Válvula piloto operada por solenóide, que pode ligar ou desligar um atuador pneumático com mola e diafragma em uma válvula de emergência. A válvula piloto geralmente é de três vias e pequena; a válvula de emergia pode ter qualquer tamanho.
4. Válvula motorizada, *damper* ou porta. Estes dispositivos não são tão práticos como o relé e a válvulo solenóide pois eles não tem posição segura em caso de falha. É necessária potência para acioná-los para seu estado seguro.

Fig. 2.3. Tela de controle supervisório com alarmes

3.4. Intertravamento do Processo

Conceito

Hoje os processos químicos são mais complexos, maiores e operados mais próximos dos limites de segurança. Como resultado, há uma maior probabilidade de estas plantas se tornarem inseguras, tendo assim um maior potencial de causar grandes estragos, prejudicando ou matando pessoas e resultando em paradas custosas.

Quando algo de errado acontece com o processo, o sistema deve se desligar rapidamente para proteger o pessoal, a planta e o processo e o operador deve ter informação suficiente para tomar uma decisão inteligente acerca do que fazer imediatamente.

Projeto do sistema

É extremamente importante projetar o sistema de segurança com os alarmes associados para proteger pessoal e equipamentos da planta de processo. Este sistema deve funcionar de modo que as condições de permissão existam antes da partida e a operação global permaneça segura, quando aparecerem condições anormais e perigosas. Além disso, o sistemas de alarme e de segurança deve servir para minimizar os erros de operação do pessoal em situações de emergência.

Um sistema de intertravamento consiste de entradas (chaves liga-desliga, botoeiras, chaves limite, chaves do processo e outros contatos externos) e saídas (motores, bobinas de solenóides) que estão relacionadas e interligadas para desempenhar uma função definida, tal como ligamento ou desligamento de um equipamento, através de uma seqüência lógica de eventos, como os determinados por certos dispositivos (tais como arranjos de contatos de relés em série, paralelo ou combinação de ambos) ou programa de microcomputador.

O objetivo do sistema de intertravamento é o de automática ou manualmente causar um conjunto previsível de operações, quando os limites do processo forem excedidos, os equipamentos mecânicos e elétricos falharem, a energia faltar ou os componentes falharem, individualmente ou em combinação.

O sistema deve operar de modo a garantir a segurança da planta. O sistemas de intertravamento e segurança não irá evitar os desvios perigosos do processo ou os acidentes catastróficos, mas irá reduzir os riscos de tais ocorrências a um nível aceitável. Como há sempre um elemento de riscos envolvido e deve ser definido *um nível aceitável,* deve se tratar da probabilidades de ocorrência de variáveis aleatórias e indeterminadas e distúrbios externos ao sistema. Todos estes fatores contribuem para diminuir a confiabilidade das condições de operação.

Mesmo com o mais completo sistema de intertravamento, mais cedo ou mais tarde algum ou todos dos seguintes fatos irão acontecer:

1. o processo estará fora dos limites de segurança (os limites de flamabilidade serão excedidos ou ocorrerão emissões tóxicas ou decomposições).
2. o equipamento irá falhar (o compressor entrará em surge ou o motor da bomba queimará).
3. o desempenho do equipamento irá decair (o trocador de calor entupirá ou a serpentina criará incrustação).
4. as utilidades serão interrompidas (faltará energia elétrica ou vapor).
5. o controle de processo e o sistema de intertravamento falharão ou ficarão sem confiabilidade.

Assim, deve-se estar seguro que, se tudo o mais falhar, a planta permanecerá no modo de operação mais seguro ou como ultima opção, a planta será desligada.

4. Operação do Processo

4.1. Introdução

Embora os sistemas de controle modernos tenham atingido um alto grau de automação, o operador de processo ainda é imprescindível e tem a responsabilidade imediata e total pela produção segura e econômica do processo. Há diferentes filosofias relacionadas com a função de

segurança de intertravamento, se o processo deve ser desligado manualmente pelo operador ou automaticamente pelo sistema de *trip (shut down, shut off*) . Em geral, quanto maior o perigo, mais forte é o argumento para haver instrumentação protetora. Qualquer que seja o enfoque adotado, o operador ainda tem a função vital de operar a planta de modo normal, evitando as condições de desligamento. E quando houver o desligamento, ele deve ser feito de modo ordenado e seguro.

A função do operador de processo é crucial, embora a operação apresente ao operador tipos de problemas que ele não está acostumado a tratar. O estudo dos trabalhos industriais e as situações de trabalho são o campo da ergonomia ou a engenharia dos fatores humanos equivalentes. É portanto apropriado considerar a contribuição que esta disciplina presta aos problemas associados com o trabalho do operador de processo.

Comparada com outras industriais, a indústria química faz pouco uso dos fatores humanos na área de operação do processo.

4.2. Fatores Humanos no Projeto

O caminho percorrido pela tecnologia e a escala dos sistemas atuais tornaram impossível acreditar no método de tentativa e erro para conseguir a melhor adaptação das tarefas do homem. Hoje, é necessário encarar e superar os problemas através da ergonomia.

Ergonomia é o estudo da capacidade e da psicologia humana em relação ao ambiente de trabalho e o equipamento operado pelo homem. É a parte da engenharia que trata dos fatores humanos. O seu desenvolvimento foi muito influenciado pelos problemas encontrados nos complexos sistemas homem-máquina, aplicados principalmente nos campos da defesa militar, aeroespacial e de computação. O rápido e grande desenvolvimento tecnológico não mais permitem confiar no método de tentativa e erro para se adaptar e desenvolver as tarefas humanas.

Uma área importante de estudo nos primeiros trabalhos sobre fatores humanos era a compatibilidade entre o homem e a máquina, com ênfase em botões e escalas (*knobs* e *dials*). Atualmente, os fatores humanos são vistos como engenharia de sistemas.

Temas em fatores humanos

Uma lista das atividades dos fatores humanos no projeto de um sistema está mostrada na Tab.9.1 onde dois pontos podem ser notados:

1. os fatores humanos estão incluídos em todos os estágios do projeto e
2. as decisões tomadas nos primeiros estágios, como alocação de função, são muito importantes e o processo de projeto é altamente interativo e iterativo.

Os primeiros trabalhos sobre fatores humanos eram relacionados com as tarefas físicas, mas atualmente, a ênfase é colocada nas tarefas mental; o que é mais relevante, pois o operador de processo está essencialmente tomando decisões.

O modelo do homem como um processador de informação é útil; embora a aplicação da teoria da informação para o problema não seja bem sucedida. O trabalho nesta área tem enfatizado:

1. a habilidade do homem aceitar as informações provenientes dos muitos canais sensores e codificados de vários modos diferentes,
2. as diferenças nas quantidades de informação que podem ser manipuladas pelos vários canais,
3. a amostragem da informação e a atualização de seu modelo mental do ambiente;
4. o efeito do excesso de informação, resultando na omissão seletiva de partes da tarefa,
5. a característica da memória, particularmente da memória imediata, como a exercida na lembrança de um numero de telefone para fazer uma chamada.

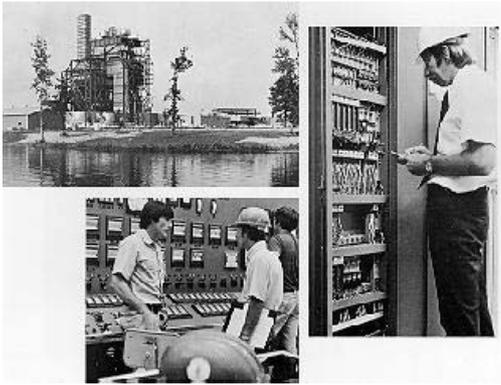



Fig. 3.1. Operador do processo

O enfoque do fator humano para um trabalho particular tende a ser a questão da habilidade envolvida, incluindo a natureza da habilidade, sua aquisição através do processo da aprendizagem e sua desintegração sob stress. As habilidades diferem grandemente em sua facilidade para estudar. Algumas aptidões do operador de processo podem ser inacessíveis. Mesmo assim, o desempenho habilitado exibe certas características comuns. A habilidade se baseia no sentimento do tempo (timing) e na coordenação das atividades, para resultar em um desempenho suave e sem esforço. É altamente aprendido e vagamente acessível à consciência, como indicado pelo fato que a tentativa de descrevê-lo, quando em treinar um novato, muitas vezes leva a real degradação do desempenho.

Os efeitos na habilidade das várias formas de stress, tais como fadiga, carga de trabalho, ansiedade, indicam que o desempenho da habilidade tende a melhorar com stress moderado, mas além de um limite, varia grandemente com o indivíduo e se deteriora rapidamente

A característica humana é contrária ao modelo matemático de tomar decisões. Estudos mostram que a tendência humana é tomar decisões baseando-se em pequenas amostras, pulando para as conclusões e tomando decisão dirigida para o otimismo, apostando que no fim tudo dá certo.

Um tipo de tomada de decisão muito importante é a diagnose. Estudos indicam que o homem não segue a árvore de decisão das probabilidades dos vários caminhos, mas se move através da árvore, testando primeiro os caminhos de alta probabilidade e somente indo para os de baixa probabilidade quando os primeiros foram esgotados.

O desempenho humano das tarefas de controle manual foi muito estudado, associado com as não linearidades e com os dados amostrados. Trabalhos mostram a dificuldade crescente do operador humano para controlar processos com um grande número de atrasos de transferência ou integrações ou tempos mortos.

Certos sistemas são virtualmente incontroláveis pelo operador, a não ser que lhe seja fornecida informação especialmente processada. Em particular, sistemas com mais de três integrações em série tendem a ficar além dos limites do controle manual.

Outra característica do homem como controlador é sua habilidade de exercer as funções do controle preditivo antecipatório

Muito trabalho foi feito sobre displays, em termos de projeto detalhado de escalas e o *lay out* do display e provavelmente estes são os aspectos que o engenheiro mais facilmente identifica como fatores humanos. A classificação dos usos dos displays é:

1. **Indicação de status**, onde o operador recebe a informação discreta de um estado entre dois possíveis: motor ligado-desligado, operação normal-anormal, nível baixo-alto, luz acesa-apagada.
2. **Indicação quantitativa**, onde o operador lê um valor numérico preciso. Por exemplo, temperatura de 24 °C, pressão manométrica de 2000 kPa.
3. **Leitura de verificação**: o operador requer a confirmação de que o valor está dentro de uma faixa aceitável. Por exemplo, nível não está nem baixo e nem alto.
4. **Ajuste**, o operador manipula seu controle do instrumento para conseguir um estado predeterminado do display. Exemplo: estabelecimento do ponto de ajuste do controlador, ajuste do valor predeterminado do totalizador.

5. **Rastreamento**, o operador executa uma tarefa de controle para conseguir certas condições do display que podem variar com o tempo. Exemplo: o operador atua manualmente na válvula para encher um tanque.

A relação controle e display é importante. Em uma determinada cultura, há um paradigma acerca de determinados movimentos de controle e de indicação na escala. Por exemplo, pode-se ter um paradigma típico de relação de controle e display como o mostrado na **Fig. 2.**2. Mesmo que o operador tenha sido treinado a usar o equipamento de determinado modo, em alguma situação, principalmente quando sujeito a stress, ele pode inverter a relação esperada. A violação do paradigma pode ter resultados catastróficos.

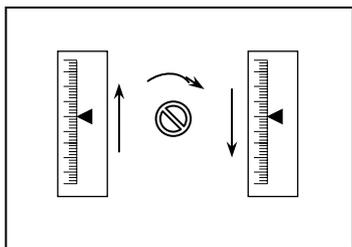



Fig. 3.2. Relação esperada entre controle e display

A monitoração, detecção de sinal e vigilância são outras áreas relacionadas e importantes em que há muita pesquisa. Um tema interessante é a perda da atenção durante um período de observação, ou seja, o efeito vigilância. Há uma relação bem estabelecida entre a freqüência de um sinal e a probabilidade de sua detecção: a probabilidade de detecção de um sinal raro é muito pequena.

Os problemas de sistemas com homem e computador foram extensivamente estudados, incluindo a alocação de função entre o homem e a máquina, a interação entre o homem e o computador e a solução de problema do homem e computador. A recomendação é fazer a automação completa com o computador e deixar o operador tomar a decisão assistido pelo computador.

Este resumo rápido serve apenas para mostrar que os problemas relacionados com os fatores humanos são muito relevantes para o controle do processo pelo operador humano.

2.2. Fatores humanos na operação

Antigamente (1940-60), os painéis de instrumentos eram simplesmente uma estrutura em que os instrumentos eram alojados, geralmente com algum grau de lógica e bom senso. Isto era feito de acordo com o caso individual e sem um enfoque sistemático para melhorar o desempenho da combinação homem-máquina. Depois (1960-1980), apareceram as salas de controle centralizadas com uma enorme quantidade de informações para um operador supervisionar. Finalmente (1980-1995), as informações, diagramas, gráficos apareceram em telas de vídeo ou monitores de sistemas digitais e de computadores.

As indústrias de processo se tornaram mais envolvidas em uma disciplina conhecida por vários nomes, incluindo *engenharia dos fatores humanos, engenharia humana, ergonomia* e *biotecnologia.* As indústrias se tornaram capazes de usar os princípios desenvolvidos pela indústria militar, usando grandes quantidades de equipamentos técnicos e mão de obra de modo mais efetivo e eficiente.

A engenharia dos fatores humanos se aplica a algo tão simples como o tamanho e formato de uma chave de fenda que possibilite o seu uso para apertar um parafuso de modo mais firme, confortável e seguro.

A engenharia dos fatores humanos também se aplica a algo complexo como o projeto de uma sala de controle, habitat natural do operador de processo. O trabalho do operador na sala de controle envolve muitos fatores, incluindo os seguintes:

Projeto da Interface

As principais características do operador em projetar uma interface são:

1. parâmetros físicos
2. experiência, incluindo treinamento
3. hábitos adquiridos no passado.

As pessoas, como resultado da experiência passada, esperam que os controles se movam de certos modos. Estas expectativas são chamadas de estereótipos ou paradigmas porque elas são universalmente aceitas. Quando possível, a seleção dos componentes para uma interface de controle industrial deve ser uma extensão dos estereótipos ou padrões habituais. Por exemplo,

1. As chaves elétricas montadas em parede encontradas nas casas têm estabelecido um padrão de hábito para ligar-desligar lâmpadas.
2. O movimento de deslizar para cima e para baixo está associado com ligar e desligar e também pode ser transferido de um hábito aprendido previamente.
3. O movimento horário ou anti-horário de uma chave rotatória é comumente usado em eletrodomésticos, como liqüidificador, televisão, geladeira e forno de microondas.
4. A escala em um chave deslizante ou potenciômetro mostra um aumento quando a chave é movida para acima ou para a direita. Estas ações de controle requerem o mínimo esforço consciente para aprender e são bem estabelecidos na vida diária.

Quando se usam controles e arranjos de displays já consagrados pelo hábito, geralmente têm-se as seguintes vantagens:

1. O tempo de resposta é menor.
2. O primeiro movimento de controle do operador é geralmente correto.
3. Um operador pode fazer tarefas mais rapidamente e com maior precisão.
4. Um operador pode aprender os procedimentos mais rapidamente.

Uso do corpo humano

O uso do corpo humano é um assunto coberto pela *antropometria*, que é o estudo das medidas do corpo humano, sua habilidade para ver e escutar, sua tendência à fadiga e a probabilidade de se cometer erros. Esta informação é baseada em extensa pesquisa e teste.

Estas características do corpo humano mais a natureza, freqüência e dificuldade das tarefas físicas e mentais que o operador deve executar, a posição de seu corpo e suas necessidades de mobilidade são importantes no projeto de painéis de instrumentos. Eles afetam as dimensões e disposição (layout) dos instrumentos no painel e até a aparência dos instrumentos.

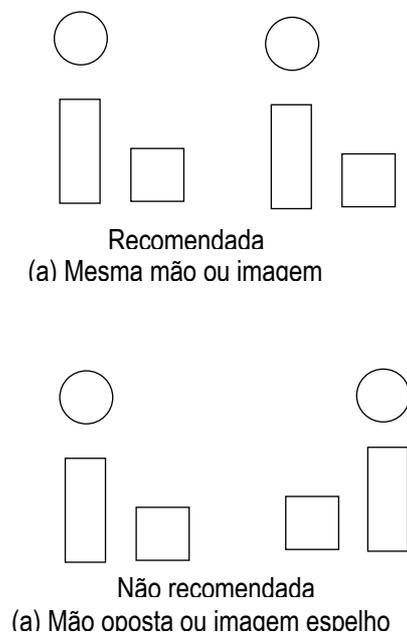



Fig. 3.3. Arranjo de grupos de instrumentos semelhantes

Pequenos detalhes podem afetar o desempenho do operador durante as suas oito (ou seis) horas de trabalho. Por exemplo, para uma tela de monitor: a resolução das figuras, a altura de sua posição, a iluminação externa, luminosidade e contraste.

Outros fatores antropométricos incluem:

Ambiente físico

Como ambiente físico consideram-se a temperatura e umidade ambiente, luminosidade, ruído e a quantidade de tráfico na sala.

Arranjo dos instrumentos

Princípios para arrumar os instrumentos no painel para beneficiar e facilitar o operador incluem os seguintes:

1. Os instrumentos devem ser agrupados de modo lógico para mostrar suas relações com o processo.
2. Os controladores e estações manuais de controle e suas indicações associadas devem ser próximos entre si, o mais prático possível.
3. Grupos semelhantes de instrumentos devem ser arrumados do mesmo modo, como ilustrado na Fig. 2.3.
4. Não devem ser colocados mais do que cinco instrumentos semelhantes em uma linha com espaçamento uniforme a não ser que haja um código de cor ou outra diferenciação chocante entre os grupos vizinhos de instrumentos.

Apresentação da informação

Em plantas muito grandes e complexas, é conveniente apresentar a informação por exceção, para tornar a vida do operador mais fácil. Informação que seja rotineiramente apresentada ao operador deve ser limitada ao que ele necessita para suas tarefas de rotina; mais do que isso é uma distração. Se aparece problema, então um segundo nível de informação deve estar disponível para a área com problema. A hierarquia de displays de vídeo - visão geral, grupo e detalhe - que pode ser apresentada em sistema de controle distribuído é útil pois permite ao operador focalizar o que é importante em determinado momento.

Vermelho é a cor padrão para problema; verde é a cor padrão a normalidade. No trânsito, vermelho significa **parar** ou **perigo**. Tinta vermelha na base de um gráfico de lucros e perdas para um negócio é má notícia. Dizer que uma firma está operando no vermelho significa que ela está tendo prejuízo.

Por analogia, um painel de instrumento nunca deve mostrar qualquer lâmpada vermelha quando tudo estiver operando normalmente. Por exemplo, o vermelho não deve ser usada para uma lâmpada piloto para **ligado** como condição normal; deve-se usar outra cor, de preferência verde. Quando aparecer uma luz vermelha, ela deve ter somente um significado: **problema** e deve requerer uma ação corretiva imediata do operador.

Outra ilustração de engenharia de fatores humanos em apresentar a informação é o uso de diferentes sons de alarme para diferentes grupos de processo. Por exemplo, usar uma sirene para um grupo de sistemas, uma buzina para um segundo grupo; som repicado para um terceiro grupo.

Há recomendações da ISA e militares para fornecer informação mais detalhada sobre a engenharia de fatores humanos.

Padronização de equipamento

Quando se especificam os instrumentos para compra, é conveniente limitar os tipos de instrumentos e seus fornecedores, para padronizar os equipamentos dentro da planta. Neste contexto, padronizar pode significar as seguintes coisas:

1. Quando for tecnicamente razoável, deve-se manipular situações semelhantes em uma planta do mesmo modo. Onde apropriado, medir as várias vazões da planta com o mesmo tipo de instrumento, por exemplo, placa de orifício. Porém, outros fatores como custo, disponibilidade comercial, desempenho, características do fluido podem impedir a padronização e justificar a compra de instrumentos diferentes.
2. Quando for prático, deve-se especificar somente determinada marca de instrumento. Ter instrumentos de um único fabricante oferece as seguintes vantagens:
   a) o estoque de peças reservas fica menor, economizando dinheiro e espaço de almoxarifado.
   b) Muitos instrumentos são intercambiáveis de modo que a necessidade imediata de substituição pode ser satisfeita por um instrumento já existente.

c) o pessoal de instalação e manutenção trabalha com equipamentos já conhecidos, tendo menos necessidade de manuais e fazendo mais rapidamente o trabalho.

3. Funções do operador de processo

As tarefas envolvem mais habilidade de conhecimento do que de manipulação. Elas são basicamente funções de tomada de decisão, envolvendo displays simbólicos. O conteúdo de trabalho físico é muito pequeno.

O operador do processo é parte do sistema de controle. As principais funções do sistema de controle e, portanto, do operador, dependem da natureza do processo: pode ser de monitorar as condições de alarme de um sistema simples, até conduzir as operações seqüenciais de um controle de batelada.

Uma operação sem erro garante uma produção máxima, aumento de segurança e uma diminuição de paradas do processo e manutenção dos equipamentos.

Há um consenso de que o operador exerce cinco tarefas principais, onde quatro são cognitivas (requerem alguns forma de tomada de decisão). As tarefas são: monitorar, rastrear, interpretar, planejar e diagnosticar

Monitorar

A varredura contínua de sinais de várias espécies e graus de importância e em vários locais da sala de controle e no campo. Os engenheiros dos fatores humanos classificam monitorar como uma tarefa de percepção motora, requerendo alerta, agilidade e imunidade à fadiga e ao tédio. A monitoração não envolve tomada de decisão, mas mesmo assim, esta tarefa é a mais fraca em termos de habilidades humanas. Muito pode e tem sido feito em termos de painel, tela, console e estação de trabalho, layout de equipamentos para melhorar o desempenho da monitoração do processo pelo operador

Rastrear

A verificação contínua dos valores das variáveis de processo, anotando mentalmente as leituras levemente fora dos valores normais e outras informações que chegam e que podem estar diferentes das normais. Estas informações, quando persistentes levam à interpretação.

Interpretar

Qualificar, estimar, pesar, classificar e filtrar a informação de entrada com o objetivo de separar flutuações aleatórias das tendências definidas. Identificar os valores verdadeiros dos ruídos, entre outros fatores, que não se enquadrem imediatamente bem com a operação normal do processo.

Planejar

Aplicar dados históricos (heurísticos) para estabelecer objetivos e ajustar as estratégias de controle que irão favorecer a segurança da planta, o uso eficiente dos recursos e sequenciar as tarefas em termos de prioridades, entre outros fatores, que possivelmente podem indicar problemas e alguma condição insegura no futuro.

Diagnosticar

Identificar imediatamente a fonte de problema quando ocorrer um falha e desenvolver apropriadamente as ações corretivas efetivas, contornando o problema, se possível, todos acoplados com um profundo sentido de timing.

Em relação à interpretação, planejamento e diagnose, pode-se ter combinações e permutações que o operador deve avaliar antes de tomar ações. Estes são os fatores que essencialmente diferenciam a pessoa treinada e experiente do novato. As funções do operador também dependem do status do processo. Se a condição está normal, ele apenas monitora e observa. Se as condições do processo são anormais, o operador deve administrar as falhas, que implica em:

1. detectar a falha,
2. diagnosticar a falha,
3. corrigir a falha.

Quando o sistema de controle se torna muito automatizado, a função de administração de falhas tende a ficar mais importante e é crucial para evitar perdas e de produção e acidentes.

4. Atributos Mentais do Operador

Um operador eficiente deve ter alguns atributos mentais inerentes. Estes atributos indicam por que alguns operadores são melhores que outros, assim como jogadores de futebol ou pilotos de automobilismo e porque algumas pessoas não são treináveis.

4.1. Automatização

Com a prática, uma determinada tarefa requer cada vez menos atenção do operador, de modo que ela se torna automatizada. A automatização pode ocorrer em vários níveis. As tarefas de monitorar, controlar e interpretar são as mais prováveis de ser automatizadas com a prática, enquanto o planejamento e a diagnose são se tornam automatizadas (Automatização aqui se refere ao operador e não deve ser confundido com automação de processo ou de máquina).

Do ponto de vista da neurologia, a automatização do operador é similar ao processo de decorar, como se decoram as tabelas de multiplicação. Automatizar as tarefas menos simples, como controlar e interpretar, embora difícil, deve ser o objetivo, permitindo que o operador dê atenção às importantes tarefas de planejar e diagnosticar.

Por causa de sua habilidade inerente de automatizar certas tarefas, o operador experiente desenvolve a habilidade de compartilhar tarefas e processar automaticamente partes das tarefas.

4.2. Modelo mental do operador

O operador de processo desenvolve naturalmente o modelo mental ou interno do processo e controle do processo. Isto é um atributo inerentemente mental possuído por toda pessoa normal e é particularmente importante para o operador de processo. O modelo mental é difícil de explicar em termos de engenharia.

Por exemplo, uma pessoa normal pode visualizar sua casa, a disposição dos móveis da sala onde trabalha, de locais visitados no passado, caras de pessoas amigas vistas há vários anos atrás, e com prática, estas cenas podem ser preenchidas com muitos detalhes.

Trabalhando com um processo e seu sistema de controle na maioria dos dias do ano, o operador desenvolve sua imagem interna quase sem esforço. O operador pode projetar esta imagem em sua mente instantaneamente. Esta é a imagem na qual operador confia.

A importância do modelo mental interno é inegável, em termos de ações e confiança do operador. Há uma associação entre o modelo interno e a habilidade do operador prever mudanças e operações anormais. O operador que tem um modelo interno exato e efetivo é capaz de prever como o sistema irá funcionar. Quando os eventos ocorrem, eles podem ser comparados com esta previsão para ver se algo errado ocorreu. Esta habilidade é chamada de *modelo da rotina* e o operador a usa quando o processo está operando em condição normal. O operador eficiente atualiza continuamente em sua cabeça o estado corrente do sistema e onde o sistema está operando. Sem um modelo interno, o operador deveria se referir a tabelas e outros dados de suporte, requerendo tempo para fixar e absorver estes dados, quando avaliando a operação corrente do sistema.

4.3. Representação espacial do sistema para o operador

Além do modelo mental, o operador tem uma representação espacial do sistema. Para diferenciar estes dois tipos de representação, seja um processo onde o operador sabe que o nível do tanque está caindo. Se o operador armazenou um valor ou regra, ele mentalmente varre suas regras e escolhe aquela que diz: se o nível da água está caindo, a válvula de saída está aberta. Para um modelo espacial, o operador representaria a tarefa espacialmente como um sistema físico com locais e movimentos entre locais. Para achar a fonte de um problema como este, o operador iria mentalmente rodar uma simulação do processo até achar a solução. No exemplo, o operador iria imaginar um quadro com a água saindo do tanque através de uma válvula de saída.

Uma representação espacial de uma tarefa é um modo efetivo de armazenar

informação. Representando espacialmente uma tarefa de controle de processo, o operador deve representar local físico e deve saber como os sistemas podem interagir entre si. Assim, com conhecido e pensando de modo versátil, ele pode usar estratégias de resolver problemas para fazer inferências acerca do processo. Por exemplo, quando se pergunta a alguém, quantas janelas há em seu apartamento, este número é obtido mentalmente percorrendo o apartamento, como se estivesse no apartamento.

Fazer a representação espacial de um processo ou de uma informação é mais eficiente que armazenar e memorizar 10 000 regras.

5. Estudos do Operador

A lista dos itens relacionados diretamente com a operação do processo, incluídos os trabalhos de vigilância e controle manual, contem mais de 140 itens.

Estudos mostram que é particularmente difícil o controle de processos onde:

1. muitos displays e variáveis de processo são interdependentes,
2. a constante de tempo do processo é muito grande,
3. as variáveis importantes devem ser estimadas pelo operador, em vez de serem medidas por instrumentos,
4. as leituras dos instrumentos estão em pontos distantes entre si e devem ser associadas, obrigando o operador lembrar de uma medição enquanto vai ler a outra (memória de curto prazo).
5. operador tem um conhecimento imperfeito dos resultados de seu desempenho ou quando o conhecimento chega tarde,
6. processo básico é difícil de visualizar (e.g., reações químicas) ou contradiz hipóteses de bom senso ou é muito complicado para ser mantido na mente de uma vez.

Um aspecto da habilidade do controle de processo muito investigado é a amostragem da informação. Deve haver uma taxa mínima de amostragem, desde que seja usada uma largura de faixa do sistema modificado pela tolerância do erro (teorema de Shannon-Wiener). Mas, muitos fatores tendem a aumentar a taxa de amostragem. O comportamento da amostragem depende da incerteza do operador, do seu aumento com o tempo e do custo da amostragem. Ele não pode ser separado do problema de controle que resulta em questões da precisão requerida do controle, da penalidade do erro, do entendimento do operador do sistema, da natureza e previsibilidade dos distúrbios e os atrasos do processo.

Cinco fatores foram identificados como governando a taxa de amostragem:

1. banda de passagem
2. ruído
3. tolerância
4. previsibilidade
5. calibração do controle.

A banda de passagem é uma função da máxima taxa possível de variação do sinal. O ruído faz o sinal excursionar até próximo aos limites da tolerância. Os limites de tolerância dependem da importância da variável, sua possível taxa de variação e o ruído do sinal. A previsibilidade do sinal permite a extrapolação e reduz a necessidade de amostragem. A calibração do controle, que dá a relação entre a relação da variável manipulada e a variável controlada, ajuda a previsibilidade.

Não é recomendável o uso do display do controlador que mostra somente um desvio entre o ponto de ajuste e a variável medida. Tal display reduz grandemente a habilidade do operador aprender a características do sinal, tais como ruído, previsibilidade e calibração do controle.

O controle manual também foi muito estudado. Geralmente o operador deve monitorar o ponto de ajuste, alterando-o quando julgar necessário. A resposta da malha aberta (controle manual) é diferente da resposta da malha fechada (automático), mas com o tempo e experiência o operador aprende a imitar a ação automática.

A carga mental do operador foi estudada e analisada a tomada de decisão sob situações diferentes, como:

1. número de fatores na situação,
2. complexidade da compreensão de cada fator
3. memória

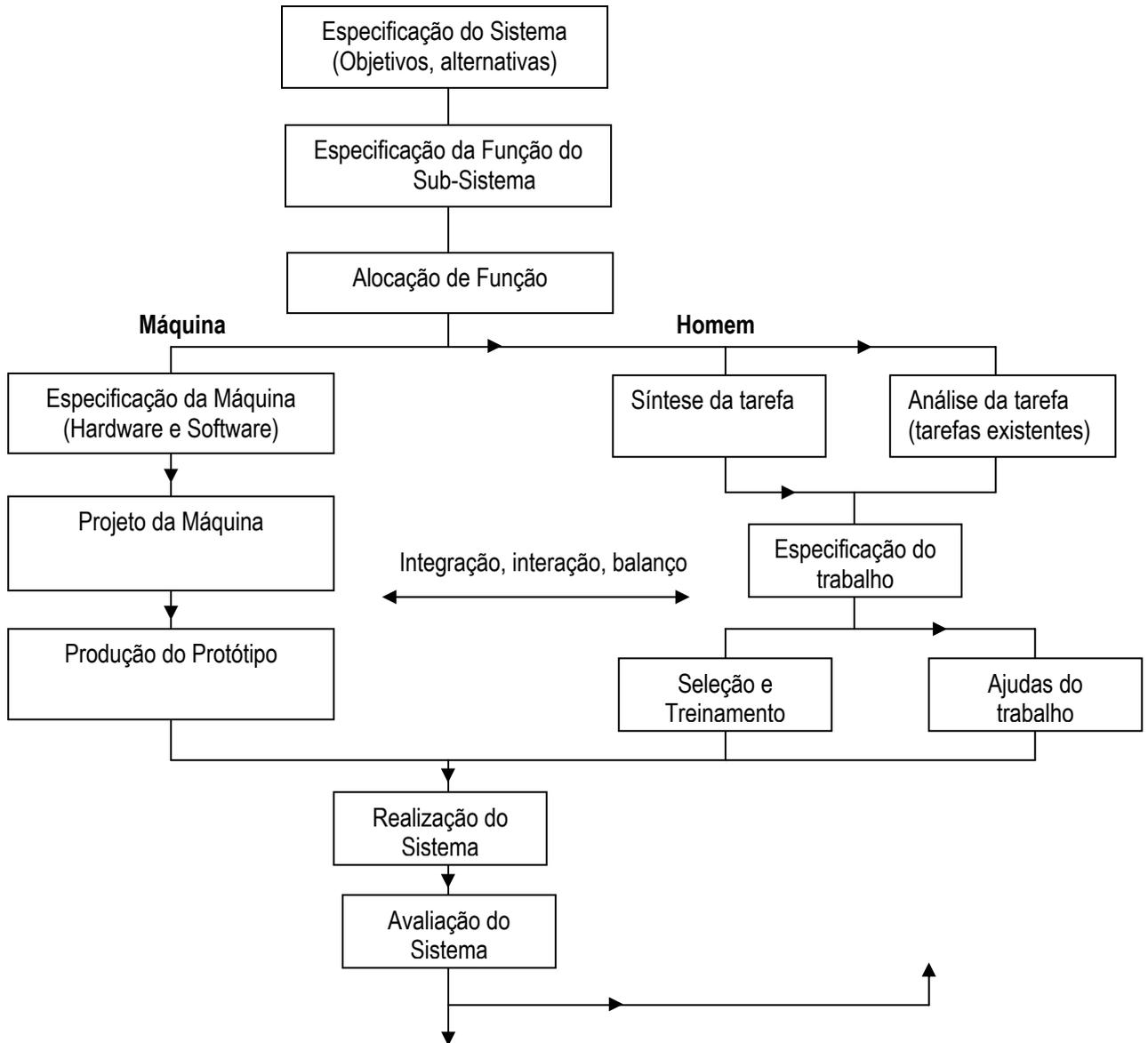



Fig. 3.4. Atividades dos fatores humanos no projeto do sistema

4. interdependência dos fatores
5. características de atraso da situação.

Um aspecto importante destes estudos é a luz que eles lançam no modo em que o operador rastreia o estado do processo e depois atualiza seu modelo baseado nele. Em geral, o operador tende a prever o futuro do estado do processo e depois faz apenas as leituras necessárias para confirmar que sua previsão estava certa.

Estes trabalhos têm importantes implicacoes nos displays. Um bom display permite ao operador conhecer o estado do processo como um todo, rapidamente e com um mínimo esforço.

O aparecimento e uso do computador no controle de processo provocaram grandes mudanças no trabalho do operador. A alocação das funções para o computador e para o operador varia continuamente com o progresso da tecnologia.

Fatores sociais e de organização também foram investigados. Trabalhos revelam que o operador tende a operar muito no isolamento e seus resultados não são muito satisfatórios quando há envolvimento de sistemas. Procura-se encorajar a comunicação, tratando a sala de controle como um centro de controle e informação, que deve usar tudo em conjunto e projetando trabalhos que resultem em uma maior variedade, responsabilidade, oportunidade de aprender e completude. Pode haver muito prejuízo quando há uma comunicação ruim entre os operadores controlando o processo em pontos diferentes.

6. Alocação de função

O enfoque clássico para a alocação de função é listar as funções que serão feitas pela máquina e pelo operador e usar a lista como guia. Porém, este enfoque requer alguma qualificação. O critério para atribuir funções para o operador é a conveniência do sistema e não a eficiência do operador, o que é levemente diferente. Outros fatores importantes incluem: motivação do operador, administração de falha, diagnose de falha, desligamento da planta e detecção do mau funcionamento.

7. Análise da tarefa

A análise da tarefa a ser feita precede logicamente outros estágios do projeto, como a escolha da interface ou o treinamento do operador.

Para escrever as instruções de operação da planta, é recomendável quebrar a tarefa em uma hierarquia de subtarefas.

Uma das dificuldades em qualquer análise de tarefa é conhecer quando parar de redescrever a atividade. A regra usada é parar de redescrever quando o produto da probabilidade p vezes o custo c da falha é aceitavelmente baixo. Quando uma ação é simples, ele requer pouco ou nenhum treinamento. Uma tarefa complexa requer muito treinamento. Este método é baseado na identificação do perigo, considerando sua magnitude e sua probabilidade.

A análise da **tarefa** quebra a tarefa em **operações** que são feitas de acordo com um **plano**. O plano mais simples é uma seqüência fixa, mas seqüências variáveis podem ser manipuladas e o treinamento pode ser muito importante para elas.

Um problema que os estudos da análise da tarefa revelam é a identificação do equipamento, como válvulas de bypass e de isolação em torno das válvulas de controle.

8. Display da informação

Assim que a tarefa é definida, é possível considerar o projeto dos displays. O display da informação é um problema importante, que é intensificado pelo aumento da densidade de informação nas salas de controle modernas.

O display tradicional é o painel de controle convencional. Monitores de computador agora apresentam ao engenheiro uma facilidade mas versátil, com gráficos coloridos de tendências e de valores históricos, listas codificadas em cores de alarmes, desenhos de diagramas de instrumentos e tubulações do processo, mensagens de autodiagnose dos instrumentos e dos equipamentos.

A primeira coisa que deve ser enfatizada é que o display é somente um meio para um fim, o fim sendo a melhoria do desempenho do operador em executar alguma função de controle. O projeto adequado desta função em seus aspectos dos fatores humanos é mais importante que os detalhes do display em si.

É importante também que o sistema de display tenha características de adquirir a informação rapidamente e ter capacidade de redundância de informação.

Há uma necessidade para o desenvolvimento de displays que permitam o operador ter uma noção do estado do sistema, de modo rápido e sem fazer esforço. O operador atualiza seu conhecimento do estado do sistema e faz uma previsão e antecipação de tarefas, usando um modelo mental do processo e amostrando leituras chave para verificar se ele está correto. Ele necessita de um display completo para permitir que ele faça isso.

São necessárias outras facilidades, como um sistema de alarme, baseados no enfoque de gerenciamento por exceção, que é essencial, quando a quantidade de informação é muito grande. Quando a condição excepcional é detectada, o operador deve tratá-la e para isso necessita de conhecer o estado do processo, que um display fornece. Um sistema de display deve também permitir ao operador usar sua habilidade de reconhecer padrões.

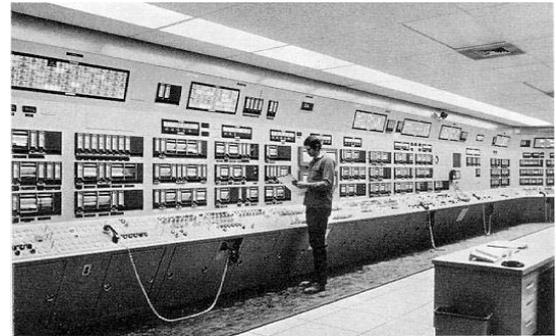



Fig. 3.5. Painel convencional com o operador em sua solidão característica

Instrumentos Convencionais

O painel convencional constitui um display global, em que os instrumentos têm um código espacial, do qual o operador pode obter informação em uma vista e em que ele pode reconhecer padrões. Estas vantagens são importantes e não devem ser descartadas.

Isto ocorre, porém, somente quando a densidade de instrumentos no painel não é muito grande. As vantagens desaparecem quando se torna necessário usar blocos densos de instrumentos que são difíceis de serem distinguidos individualmente.

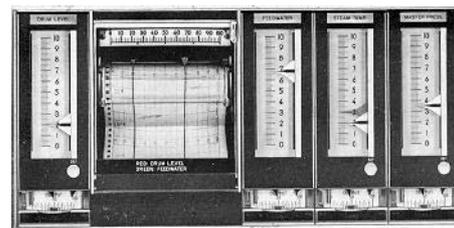



Fig. 3.6. Vista parcial de um painel convencional

Um display individual importante é o registrador com gráfico. Um registrador de tendência tem muitas vantagens sobre o indicador instantâneo. O registrador facilita o operador aprender as características do sinal e facilita sua amostragem da informação. O registrador é útil para o operador fazer ajustes grossos do ponto de

operação, observar as condições de falha no processo.

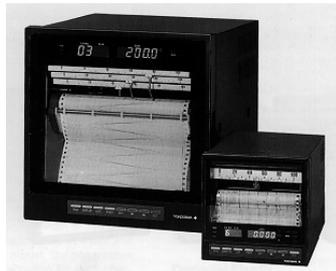



Fig. 3.7. Registrador convencional

Consoles de Computador

O console de computador apresenta um contraste marcante com a instrumentação convencional.

Algumas das características ergométricas importantes no display digital são:

1. deve haver uma ação especifica para obter o display,
2. não há código espacial e o código da informação requerido deve ser lembrado ou guardado,
3. somente uma tela é mostrada por vez,
4. somente o valor instantâneo da variável é mostrado.

Há uma mudança revolucionaria na interface do operador. Atualmente os consoles de computadores apresentam gráficos, símbolos do processo, registros de tendências etc.

As telas de computadores podem apresentar os seguintes tipos de display:

1. Planta
2. Grupo de malhas
3. Malhas
4. Único instrumento
5. Tendências da variável

Comparando o painel convencional com o console do computador, chega-se às seguintes conclusões:

1. o painel convencional é caro e perde muitas vantagens se a densidade da informação se torna muito alta.
2. o computador oferece facilidades adicionais.

Fig. 3.8. Console de computador de um sistema digital de controle distribuído

Sistemas de Alarme

Mesmo quando o processo com controle automático está nas suas condições normais, a atenção é focalizada na monitoração e manipulação das condições anormais e de falhas.

É função do sistema de controle evitar, sempre que possível, o desenvolvimento de condições que levarão ao desligamento (*shut down*) da planta e também, executar o desligamento, se necessário. A responsabilidade de evitar as condições de desligamento é também do operador. O principal auxílio automático que ele dispõe é o sistema de alarme. Os sistemas de alarme são um aspecto do controle de processo extremamente importante mas curiosamente ignorado e freqüentemente insatisfatório.

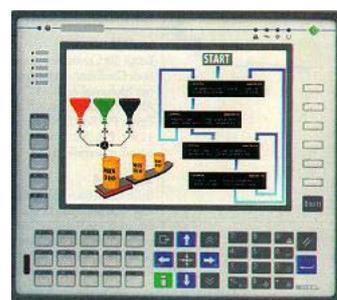



Fig.3 2.9. Monitor de vídeo do computador

Um sistema de alarme é uma característica normal dos sistemas convencionais de controle. Se uma variável de processo excede os limites especificados ou se um equipamento não

está no estado determinado, uma alarme é assinalado. Podem ser usados sinais audíveis e visuais. O sinal audível é dado por uma buzina ou sirene e o sinal visual aparece em um painel especial, consistindo de numerosos pequenos painéis de vidro retangulares, com mensagens de alarme gravadas. Quando ocorre um novo alarme, a buzina soa e a luz fica piscando até que o operador tome conhecimento e pressione um botão. O painel permanece luminoso até que a condição de alarme seja eliminada pela ação do operador ou por outra alternativa.

Nos sistemas com computador de processo, o sistema de alarme é também uma característica normal. A varredura de grande numero de variáveis do processo para condições de alarme é uma função muito conveniente para o computador. Os limites especificados das variáveis do processo e dos estados do equipamento são varridas e os alarmes resultantes são indicados usualmente em ordem cronológica, na impressora ou na tela do monitor.

O computador de processo tem enorme potencial para o desenvolvimento de sistemas melhorados de alarme.

Há a escolha das variáveis que devem ser alarmadas. Não é mais necessário que elas sejam confinadas às variáveis do processo medidas pelos sensores. O computador pode fazer cálculos de uma ou mais medições e inferir os valores de outras variáveis, aumentando consideravelmente a capacidade do sistema.

Há ainda um numero de diferentes tipos de alarme que podem ser usados. Eles incluem o alarme absoluto, alarme de desvio, alarme de diferença, alarme de instrumentos, alarme de taxa de variação.

O nível em que os limites do alarme são ajustados é outro fator importante. Vários ajustes de limites de alarme podem ser feitos em uma única variável para dar diferentes graus de alarme, tais como de advertência, ação, perigo. Os alarmes assim gerados podem ser ordenados e mostrados de vários modos, principalmente em relação à importância da variável e o grau de alarme.

O sistema de alarme convencional é muito limitado pelas considerações de equipamento e é relativamente inflexível. O tipo de alarme é usualmente restrito ao alarme absoluto. O sistema de alarme através do computador é muito mais versátil.

Fig. 3.10. Anunciador de alarme

O sistema de alarme, porém, é freqüentemente uma das menos satisfatórias características do sistema de controle. O defeito mais comum é que há muitos alarmes e eles permanecem ativos por longos períodos. Como resultado, o sistema tende a ficar desacreditado pelo operador. Ele começa a não ligar para muitos sinais de alarme e pode mesmo desligar o dispositivo que assinala o alarme.

Os sistemas de alarme a computador também possuem falhas peculiares. É fatalmente fácil com um computador ter uma proliferação de tipos e graus de alarme. Mais ainda, os displays mais facilmente usados, como os alarmes cronológicos na impressora ou na tela, são inferiores aos painéis convencionais, com relação ao padrão de reconhecimento.

O principal problema nos sistemas de alarme é a falta de uma clara filosofia de projeto. Idealmente, o sistema de alarme deveria ser projetado na base do fluxo de informação na planta e os instrumentos de alarme selecionados e localizados para maximizar a informação disponível para controle, considerando a confiabilidade da instrumentação. De fato, um sistema de alarme é uma coleção de subsistemas especificados por projetistas de equipamentos particulares com a adição de alguns alarmes.

Um sistema de alarme é uma ajuda para o operador. Uma questão importante, embora ignorada, é a ação requerida pelo operador quando ocorre o alarme.

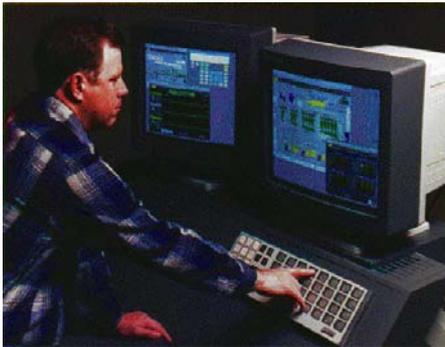



Fig. 3.11. Tela de alarmes no controle supervisório

Há também problemas específicos que fazem os alarmes serem numerosos e persistentes. Um é a confusão de alarme e estado. Um estado simplesmente indica que um equipamento está ligado ou desligado. Um alarme, de modo diferente, indica que um equipamento está em um estado particular e deveria estar diferente, ou seja, o equipamento está desligado mas deveria estar ligado. Em muitas plantas, há numerosos estados que necessitam ser indicados, mas freqüentemente, não existem displays separados para os estados e são usados os displays de alarmes. Este problema pode ser solucionado, pelo uso de tipos separados de displays, por exemplo, amarelo para alarmes, branco para estados.

Fig. 3.12. Alarme individual no instrumento

Um problema similar é a relação dos alarmes com o estado do processo. O processo tem um numero de diferentes estados e um sinal que é um alarme em um estado, p. ex.,., operação normal, e não é um alarme genuíno em outro, p. ex.,., partida ou manutenção. Pode ser desejável suprir certos alarmes durante estados particulares. Isto pode ser relativamente fácil com um computador mas é difícil com sistema convencional.

Em processos batelada, geralmente há controle seqüencial. Enquanto não ocorrer falha, o controle da seqüência é usualmente direto e ininterrupto, mas a necessidade de permitir falhas em cada estágio da seqüência pode tornar o controle seqüencial complexo. Com operação seqüencial, portanto, o controle seqüencial e o alarme são quase inseparáveis.

3. Controle Supervisório e Aquisição de Dados SCADA

1. Introdução

1.1. Aplicações

Um sistema de aquisição de dados coleta e armazena para uso futuro. Os dados analógicos (corrente de 4 a 20 mA cc, tensão de mV de células de carga, tensão de termopares dos tipos J, K, R, S, T e B, resistências detectoras de temperatura, pulsos de turbinas medidoras de vazão, freqüência de sinais de transmissores de vazão magnéticos, freqüências de medidores tipo vortex ou coriolis) são **convertidos** para a forma digital conveniente para ser usada dentro do sistema digital de aquisição de dados. São transferidos também os chamados sinais digitais, como protocolo HART®, contatos secos de chaves e relés, pulsos binários. Atualmente, na maioria das aplicações industriais, a aquisição de dados é feita por controladores lógico programáveis (CLP), que possuem as interfaces de entrada e saída já padronizadas e com preço mais conveniente que as interfaces E/S do sistema digital de controle distribuído. Outro vantagem de se usar um CLP como sistema de coleta de dados é a facilidade de driver de comunicação entre ele e o microcomputador onde será rodado o programa aplicativo para realizar o controle supervisório do processo.

Quando os dados são coletados a grandes distâncias, eles são **transferidos** através de fios físicos, por uma onda de rádio freqüência portadora ou através de linha telefônica ou por uma combinação qualquer destas três técnicas.

Estes dados estão agora disponíveis em um único local centralizado, e podem ser indicados, registrados, totalizados, analisados e alarmados.

É também desejável que o operador, além de coletar os dados e saber os status dos dispositivos remotos, possa atuar no processo, abrindo e fechando válvulas motorizadas, ligando e desligando motores de bombas e compressores, enviando sinais analógicos para atuar em válvulas de controle. Nestas aplicações, os sinais digitais do sistema de aquisição de dados devem ser convertidos de volta para a forma analógica e aplicados a algum tipo de atuador no processo.

Neste ponto, deve-se projetar e construir equipamentos digitais que executem todas estas tarefas. Este equipamento já existe, associado a programas de computador aplicativos: é o Controle Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA).

1.2. Equipamento (Hardware)

A plataforma de operação do sistema de aquisição de dados e controle supervisório é um microcomputador, rodando um programa aplicativo. Através de configuração de telas, o operador pode selecionar através do teclado ou mouse do computador diferentes visões do processo, desde uma malha isolada até o processo completo (*overview*).

O monitor do computador irá substituir os painéis convencionais com botoeiras, instrumentos de display, anunciador de

alarme e painel sinóptico. As chaves liga e desliga e as botoeiras de partida e parada são substituídas por teclas ou são atuadas através da tela especial (*touch screen*). Tem-se agora chaves lógicas ou virtuais que funcionam exatamente como se fossem reais.

O monitor do computador substitui os instrumentos de display. Através do programa de configuração, o operador pode selecionar telas que apresentam os valores numéricos das variáveis de processo de diferentes modos, à sua escolha. Os valores podem aparecer ao lado dos equipamentos associados. Por exemplo, o nível do tanque pode ser apresentado em percentagem ao lado do desenho do tanque, a vazão que passa por uma tubulação pode ter o valor instantâneo mostrado junto da tubulação, a temperatura de um reator pode ser mostrada em diferentes posições, em valores digitais. Através da configuração de tela, os instrumentos virtuais podem se parecer com instrumentos convencionais, com escala *analógica* (gráfico de barras simula a escala analógica), com botões, chaves seletoras e chaves de atuação.

A totalização da vazão ou de outra variável (por exemplo, tempo acumulado de operação de motor de bomba) pode ser apresentada na tela do monitor, em tamanho e cor definidos pelo usuário.

O anunciador de alarme é eliminado e agora os alarmes são listados pelo computador, mostrados na tela do monitor ou impressos em papel, se necessário. O alarme sonoro contínua existindo. O usuário pode definir um código de cores para diferentes tipos de alarme. No diagrama do processo mostrado na tela do monitor do computador, as variáveis alarmadas podem assumir diferentes cores.

Também no sistema, os status dos equipamentos podem ser definidos e observados na tela do monitor. Assim, por exemplo, válvulas fechadas podem ser representadas em vermelho, fechadas em amarelo e em posições intermediárias, em verde.

Tudo que era feito através da instrumentação convencional contínua sendo feito, porém, o operador vê o processo através de uma janela. Sua interface para ver o que está ocorrendo é a tela do monitor e sua interface para atuar no processo é o teclado do computador, mouse, trackball (mouse com esfera) ou a própria tela do monitor se ela for sensível ao toque (touch screen).

Este sistema supervisório facilita muito a vida do operador. Relatórios que anteriormente eram escritos à mão agora são automaticamente impressos. A partir do aperto de uma tecla, o operador pode ter uma lista de todos os pontos que foram alarmados nas últimas 24 horas de operação.

Concluindo: um conjunto integrado de sistema de aquisição de dados, programa de controle supervisório e um microcomputador, pode ser uma alternativa econômica para um Sistema Digital de Controle Distribuído. Por causa de suas limitações de desempenho e conveniência geral apresentadas por um sistema com microcomputador, estas aplicações são idéias para processos onde o custo é crítico e o controle é simples. Este conceito certamente cria a expectativa e a visão do futuro para aplicações abertas. Mesmo com suas limitações, o sistema pode ter ou fazer:

1. gerenciamento de banco de dados relacional,
2. pacote de planilha de cálculo
3. capacidade de controle estatístico de processo
4. processador de texto
5. gerenciamento de display orientado para objeto
6. estação de trabalho orientada para janela
7. troca de informações com outros sistemas da planta
8. comunicação com outros sistemas digitais, como controlador lógico programável, controlador digital single loop, sistema de monitoração de máquinas rotativas, sistema de análise da planta
9. interoperabilidade entre outras plataformas digitais disparatadas.

A operação de selecionar uma malha, iniciar uma entrada de dados, atuar em determinado dispositivo remoto, apresentar uma lista de alarmes não é feita milagrosamente, mas deve ser prevista e programada. Para facilitar as coisas, são disponíveis vários programas aplicativos no mercado, para que usuário realize seu controle, sendo os mais conhecidos:
Intouch, da Wonderware
FicsDmacs, da Intellution

1.4. Intouch®

Funções

O programa supervisório *InTouch* é um programa que permite a configuração de um Sistema de Supervisão de Processo, incorporando recursos de operação configuráveis pelo usuário, como: telas, sinópticos, gráficos e registros de alarmes, entre outras.

O programa roda em microcomputador do tipo IBM-PC, com microprocessador 80386 ou superior, com 4 MB de RAM, no sistema operacional MS-DOS, no ambiente MS Windows e Windows NT e dentro do programa de supervisão InTouch usado para a operação do Sistema.

As suas principais funções são:

1. alarmes de falhas de segurança
2. autorização de acesso
3. aquisição de dados
4. operação solicitada pelo operador
5. suporte

Alarmes de Falhas de Segurança

O monitor de vídeo do sistema do microcomputador constitui a interface homem-máquina, apresentando de forma clara e simples aos engenheiros e operadores do processo, os alarmes de falhas de segurança referentes a mudanças de estado do Processo e a falhas sistema de aquisição de dados e dos periféricos.

A impressora fornece relatórios de alarmes e de eventos operacionais.

Autorização de Acesso

O sistema permite o acesso aos dados e comandos apenas a operadores autorizados. A identificação dos operadores autorizados é feita através de senha ou palavra-chave (*password*).

Aquisição de Dados

O sistema de aquisição de dados recebe os status das variáveis supervisionadas, em linha (*on line*) do sistema de aquisição de dados. Os eventos são registrados em um banco de dados armazenado na memória de massa e posteriormente, estes dados podem ser usados em outros aplicativos, como o MS-Excell.

O programa também permite a visualização de gráficos de:
1 tendência real
2.tendência histórica.

Operações Solicitadas pelo Operador

As operações solicitadas pelo operador permitem :

1. atuar em equipamentos específicos; como bombas, solenóides e válvulas manuais.
2. alinhar transferência de materiais;
3. executar programas de diagnóstico do equipamento.

Funções de Suporte

As funções de suporte são transparentes ao operador e incluem as tarefas de

1. comunicação entre o microcomputador e o sistema de aquisição de dados,
2. gerenciamento dos bancos de dados do microcomputador.

A comunicação de dados entre o Sistema Supervisório e o sistema de aquisição de dados por ser feita através da rede R-Net. A rede R-Net é do tipo barramento com mecanismo de acesso por passagem de bastão (token-bus) e se enquadra no modelo ISO de interconexão de sistemas abertos.

O meio de transmissão utilizado é um cabo coaxial de 75 ohms, semelhante aos usados em sistemas de rede local. A transmissão de dados é feita em banda base, a uma taxa de 800 kbauds. A autorização para a transmissão é passada de uma estação para outra, através de uma seqüência de pulsos característicos, denominados bastão (token). Após transmitir a mensagem, a estação passa o bastão para a estação seguinte, e assim sucessivamente, formando um anel lógico.

Por ser um sistema de controle distribuído, o Sistema Supervisório é naturalmente modular e expansível, permitindo ao usuário ampla flexibilidade na configuração de suas necessidades atuais e em futuras expansões das seguintes formas:

1. expansão da própria rede local, através da adição de novas estações de supervisão ou microcomputadores, até o máximo de nós permitido pela Rede RNET (255),
2. ligação opcional dos microcomputadores a uma segunda rede local.

1.5. FixDMax

Introdução

O FixDmacs (Software de Controle e Automação Industrial Distribuída) é produto da empresa americana Intellution®. É um software que permite ao usuário fazer supervisão, monitoramento, aquisição de dados e controle de qualquer tipo de processo químico, petroquímico, manufatura discreta, elétrico, automação predial, etc.. Desde que um sinal digital ou analógico, vindo de um sensor de campo, chegue a um hardware tipo CLP, remota ou placa de aquisição, o supervisório através de I/O driver de comunicação consegue interpretar este sinal e executar diversas tarefas como por exemplo gerar relatórios, receitas, alarmes, históricos, apresentar os dados em telas e etc.

Suas principais características são: Shell pre-emptivo e multitarefa e a disponibilidade de múltiplas plataformas interoperáveis (Win, Win 95/NT, OS/2, VMS, DOS). Estas características fazem com que este software possa executar diversas tarefas ao “mesmo tempo” e priorizá-las.

O FixDmacs é um produto aberto onde o usuário pode criar suas próprias tarefas em Visual Basic™ e Linguagem C da Microsoft®. Podendo também interfacear com Excel™, Lotus 123™, editores de texto e produtos multimídia.

Arquitetura de um Sistema

A arquitetura é definida pela estrutura que vai ser montada a partir da aquisição do dado até o que se deseja fazer com ele.

Um sistema Fix é composto por um ou mais nós.

Um Nó é um computador rodando um software Fix. Os Nós Fix™ se apresentam em diversos tipos. Os mais comuns são:

Nó SCADA: é o nó que faz a conexão com o campo, aquisitando dados da UIC, PLC, FCU, MS e etc.; gerando alarmes, e executando algoritmos diversos. Possui banco de dados.

Nó Vista: comunica-se com SCADA (via rede), mostrando seus dados e gerando relatórios e históricos. Permite alterar dados dos Nós SCADA. Não tem base de dados e não se comunica com o campo.

Nó Gerência: é um nó vista, mas não interfere no processo. Só monitora.

Todos usam rede, a não ser que seja Stand Alone. Este, é quando o sistema Fix é concentrado em apenas um Nó com todas as suas funções.

Módulos do Fix

Base de Dados: Executa a comunicação com os equipamentos de campo, os algoritmos de batelada, detecta e anuncia alarmes. Inclui os blocos básicos (Entradas e saídas analógicas e digitais, cálculos, fanout, programas, registro digital, texto e etc.).

Suporte de Rede: Permite que as estações se comuniquem através da rede local, possibilitando manusear os dados em telas, histórico, relatórios, monitora alarmes entre as estações e permite exportar e importar dados de bases relacionais.

Telas Gráficas: Pacote gráfico, tipo Windows™, que permite construir e visualizar as telas do processo.

Histórico: Armazena dados histórico, em disco, coletados em diversos pontos da rede. A visualização pode ser feita em carta gráfica.

Alarmes: Tarefa que monitora as variáveis e seus set’s de alarmes, gera sinal sonoro, alteração visual (tela), grava em disco, disponibiliza para rede Fix, envia para impressora e permite reconhecimento.

Controle Bath: Blocos da Base de Dados, que permite a criação de algoritmos de controle de processos em batelada (bloco de programa).

Escalonador de Tarefas: Os blocos de Programa podem ser configurados para executar programas ou tarefas escritas pelo usuário em horários e períodos predefinidos. Também podem ser acionados por eventos do processo.

Key Makro: Programação de teclas para execução de tarefas ou processos em batelada. Geralmente usada para navegação.

Mensagens: Compara valores de blocos à um arquivo texto com frases referenciais aos valores. A frase é enviada para o operador em um bloco de texto configurado na tela.

I/O Driver: Driver de Comunicação responsável pela comunicação com os equipamentos de campo (CLP, UIC, MS e FCU). Este é adquirido separadamente.

Fig. Configuração do FixDMax

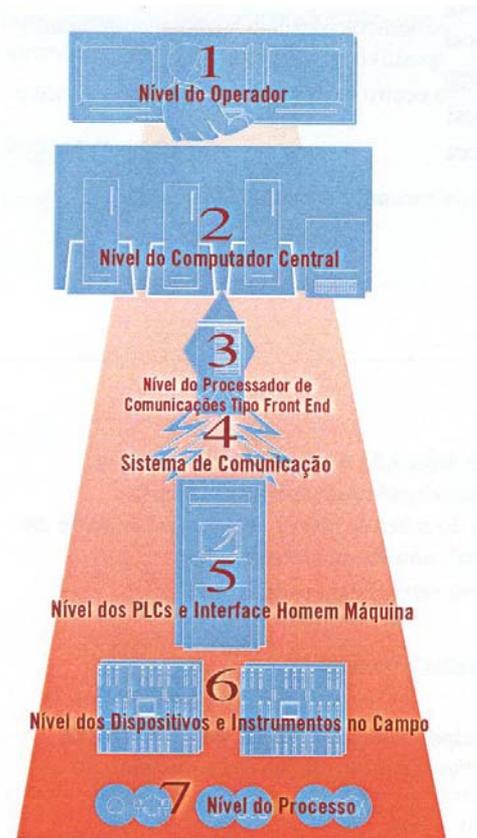



Fig. 1. Sistema de Controle do Poliduto

2. Equipamentos do SCADA

Os sistemas de Controle de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA), de um tipo ou outro, estão em toda parte na vida moderna. Até o forno no fogão novo que é equipado com sensor para sondar a carne que está sendo assada pode ser realmente considerado como um sistema SCADA. Este fogão pode ser ajustado para proporcionar o calor na grelha, de acordo com a temperatura preestabelecida por tempo também predefinido. Atingindo-se as condições ajustadas no controle do fogão, a carne está assada. O forno então passa do estágio de assar para o estágio de manutenção do calor até que você decida que é hora de servir o jantar.

Nos carros mais modernos, existem monitores e controladores no sistema para uma variedade de condições. Ao girar a chave na ignição tem início uma reação em

cadeia de eventos que dão partida no motor. Os sensores enviam milhares de informações por segundo para monitorar e controlar os sistemas essenciais do carro. Existe uma série de controladores que recebem informações a respeito da velocidade do motor, temperaturas, misturas de ar/combustível, nível de oxigênio na descarga e uma série de outras condições operacionais. À semelhança de um sistema SCADA, o computador analisa as informações e, em resposta, envia comandos que ajustam a maneira em que o motor deve funcionar. São mandadas informações numa série de mensagens de vídeo e alarme. A sua velocidade aparece no velocímetro. Se tiver uma porta entreaberta, isto origina um alarme audível. Quando você ouve a cigarra, você fecha a porta e o alarme cessa.

Aparece na Figura 2 outro sistema de controle computadorizado que se assemelha em princípio a um sistema SCADA: o piloto automático. Se, por exemplo, o piloto humano pré-ajusta o piloto automático para vôo horizontal a 3000 metros de altitude num azimute de 180 graus (vai diretamente para o sul), o piloto automático manteria o nível de vôo e o azimute.

Se estiver soprando um vento forte do leste e nada se fizer a respeito, o vento desviaria o avião, afastando-o do curso. O piloto automático recebe, contudo, sinais de sensores através do sistema de controle do avião. O piloto automático analisa as informações e corrige qualquer desvio do curso atual.

Exibem-se mudanças para o piloto que monitora e controla o vôo do avião. Enquanto o piloto automático está efetuando mudanças e correções, o piloto pode retomar o controle do avião passando por cima das ações do piloto automático a qualquer momento.

A semelhança dos componentes computadorizados do piloto automático, o SCADA ,reúne dados e proporciona o controle remoto dos equipamentos relacionados aos dados aquisitados. O SCADA ou PCS (do inglês: Pipeline Control System) quando aplicado a um oleoduto é um conjunto de computadores, perifericos destes e alguns dispositivos especiais, programas, terminais de vídeo e equipamentos de comunicações. O PCS permite operar o oleoduto a partir do centro de controle monitorando e controlando unidades de bomba, unidades de variadores de freqiiência para controle da rotação de bombas (VFD- Variable Frequence Drives), válvulas de controle de pressão e válvulas de bloqurio ao longo do oleoduto.

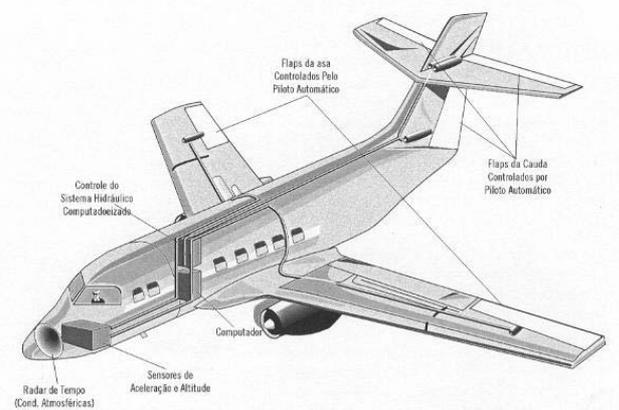



Fig. 2. Avião a jato com Piloto Automático

2.1. Centro de Controle

Embora o SCADA possa ser comparado aos olhos, ouvidos e até as mãos dos operadores para a operação de um oleoduto, é o operador que é o cérebro do sistema. À semelhança do sistema de monitoração de dados num carro moderno ou os controles do piloto automático, o sistema de controle do oleoduto (ou PCS) utiliza o SCADA para fornecer informações ao operador.

No centro de controle, o PCS exibe os dados transmitidos de todos os sensores no oleoduto na tela do monitor. Você monitora os dados e à base de dados das operações dos oleodutos e toma decisões que irão otimizar o fluxo do produto ao longo do oleoduto até seu destino. Uma vez tomada a decisão, você usa o mouse para informar ao sistema que deseja fazer alguma mudança na operação do oleoduto. O SCADA transmite a "mensagem" ao equipamento apropriado do oleoduto e realiza instruções tais como dar a partida, parar, abrir ou fechar -conforme seja especificado.

Você, o operador, está no topo da hierarquia de comando, trabalhando com work stations (computador) IBM com tecnologia RISC (Reduced Instruction Set) de alta capacidade de processamento. Via de regra, em um sistema SCADA típico que cubra muitos oleodutos ou linhas, os consoles de operação são individuais para o controle de cada um dos oleodutos. Mas, se necessário, qualquer console de operação pode servir ao controle de uma todos os oleodutos nesse centro de controle.

Cada console de operação compreende uma estação de trabalho ligada a 3 ou 4 monitores, um teclado e um mouse.

Os monitores de vídeo exibem as informações do sistema e o estado do processo utilizando a tecnologia de interface gráfica para o usuário (GUI- Graphic User Interface). Os comandos são emitidos utilizando-se o mouse para apontar para os pontos ou áreas específicas das telas operacionais suportadas pela GUI.

O mouse é um dispositivo que permite o acesso rápido e comando de deslocamento do cursor na tela e que geralmente tem a forma de uma flecha. Deslocando-se o cursor através do mouse até a um ponto ou área de comando na tela, através do acionamento de um dos botões na sua parte frontal, é possível a emissão do comando correspondente. Os manuais se referem a estes botões do mouse como internos e externos para seleção de comandos e para tornar medidas na tela. Por convenção, o botão interno do mouse refere-se ao botão mais perto do polegar. Portanto, o botão externo é aquele que é mais distante do polegar. O botão do meio do mouse é raramente usado. Explicamos num módulo posterior os detalhes específicos das operações do mouse.

Fig. 3. PCS a nível de Operador

2.2. Um exemplo de partida de bomba

O comando "Partida de Bomba" vai ser usado como um exemplo em toda a extensão desse módulo para ilustrar o papel desempenhado por cada componente SCADA dentro do PCS.

Como cérebro do sistema SCADA, você monitora os dados fornecidos pelo SCADA no seu console de operação. Por alguma razão ou outra, você pode decidir que deve dar partida numa bomba. Emitindo-se o comando para dar partida na bomba, este segue um longo caminho do console de operação até o local da bomba.

Se você souber por onde passa o comando, a forma que ele toma ao passar por cada subsistema, e entender como se faz o retorno até você dos dados adquiridos no campo, então você será capaz de entender as implicações de como decidir e implementar decisões através do sistema SCADA.

Para pôr em atividade determinada bomba, você a seleciona posicionando o ponteiro do mouse sobre seu símbolo na tela de operação pressionando a seguir o botão interno do mouse. Isto abrirá na tela uma caixa de comando com as opções para aquela bomba em particular. Acionando com o mouse o botão da caixa de comando correspondente a ligar, o sistema emitirá o mesmo para ser implementado pelo CLP no campo ligando então a bomba.

Constarão do módulo PCS do ponto de vista do operador detalhes dos diversos comandos, menus e telas de vídeo do Sistema de Controle do Oleoduto.

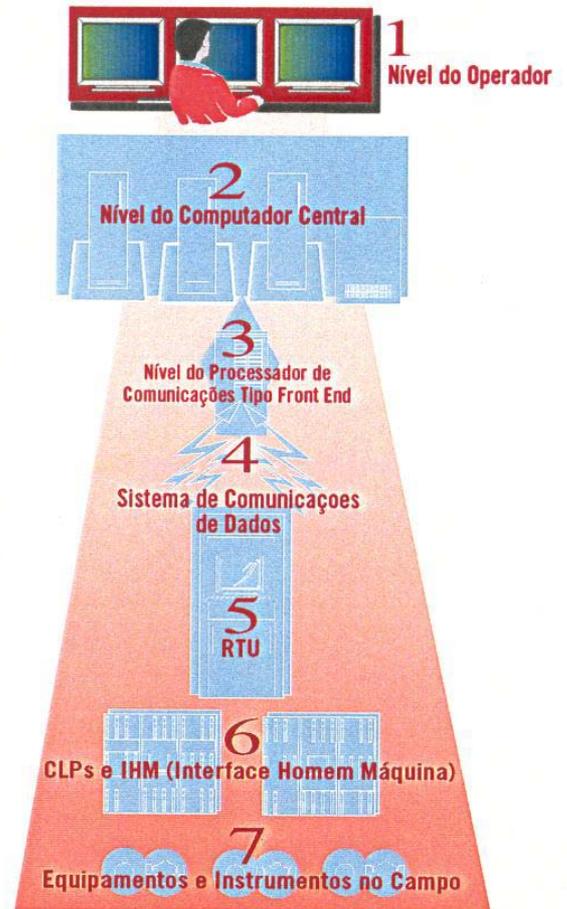



Fig. 4. Estação de trabalho típica de Centro de Controle

3. Computador Central

3.1. Introdução

O conjunto de todo o hardware e software no topo da hierarquia do SCADA é chamado coletivamente de computador central do sistema. Ao invés de se referir a um único computador mestre, todos os computadores do tipo estações de trabalho (Work Stations) e seu software trabalham em conjunto como se fossem um computador central do Sistema de Controle do Oleoduto. O nível deste computador central do PCS é localizado fisicamente no centro de controle.

Cada console de operação está ligado a uma Work Station (deste ponto em diante nos referiremos aos computadores do sistemas que são do tipo Work Station somente por Work Station) podendo permitir o controle de uma ou mais linhas dos Oleodutos no sistema. Os console de operação tem cada qual 3 ou 4 monitores ou unidades de vídeo para fornecer as informações necessárias para a monitoração do sistema.

Em cada centro de controle ou estação mestre, os consoles de operação estão ligados entre si através de uma rede local ou LAN (Local Area Network). Nesta rede local estão também ligadas as Work Stations do sistema. O conjunto destas Work Stations em rede, é chamado de computador central do sistema ou Host do sistema.

Além dos acima citados, impressoras e uma unidade de armazenamento de dados por meios óticos (o juke box ótico) estão interligadas na rede. O juke box óptico tem a finalidade de armazenar enormes quantidades de dados em arquivo históricos que poderão posteriormente ser recuperados para elaboração de relatórios, pesquisas de ocorrências de determinados fatos.

As Work Stations não são obrigatóriamente localizadas fisicamente na mesma sala que os monitores de vídeo, teclado e mouse que constituem os consoles. Podem clicar em uma sala à parte, sendo interligadas com os vídeos, teclado e mouse através de uma série de cabos.

3.2. Software do computador central

O elemento chave na operação ao nível Computador central é o software. O software OASYS (Open System) fornecido pela Valmet Automation é a base do software SCADA dos sistemas de controle dos polidutos do DTNEST. E é uma série de programas que trabalham em conjunto para reunir e exibir dados do campo e para controlar bombas e válvulas.

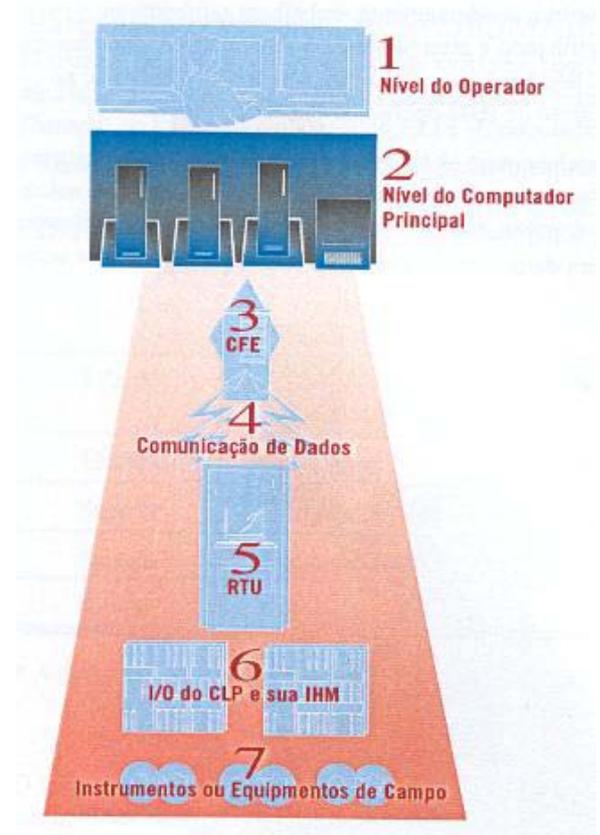



Fig. 7. Sistema de Controle de Duto ao nível do Computador Central

Os componentes de software SCADA incluem:

- sistema de aquisição automática (scan system) de variáveis
- base de dados
- módulo de cálculos
- gerenciador de eventos
- relógio
- sistema de emissão de alarme
- sistema de geração de gráficos de tendências (registro através de gráficos ortogonais -X x y -da variável contra o tempo)
- módulo de geração de relatório e
- um sistema de segurança

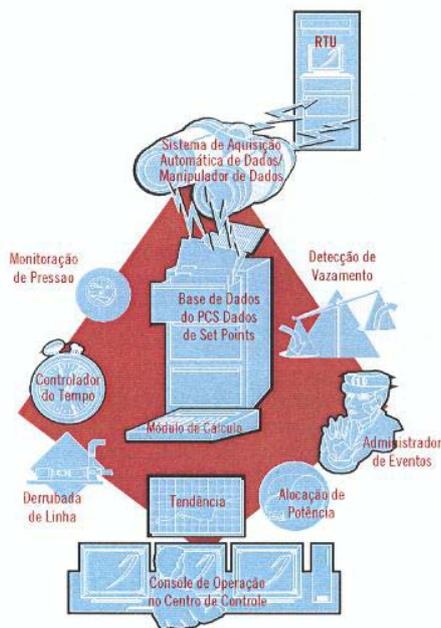



Fig. 8. Diagrama conceitual do programa do SCADA

Embora cada processo funcione independentemente, trabalham também em conjunto, muitas vezes compartilhando e intercambiando informações. No sistema PCS (Sistema de Controle do Oleoduto) cada linha tem seu próprio ambiente no software OASYS (ou seja conjunto de telas operacionais particulares).

Para se compreender o relacionamento de cada um dos componentes do software OASYS, vamos descrever seu relacionamento utilizando um dado esquema conceitual. á medida que cada componente seja descrito, seu relacionamento para com os outros componentes será demonstrado com o uso do esquema.

3.3. Sistema de aquisição de dados

O sistema de aquisição automática de variáveis coordena a interrogação ou a aquisição automática de variáveis das Estações Terminais Remotas (RTU s) (Estação ao longo do oleoduto) ou CLPs (Controladores Lógicos Programáveis) para aquisitar dados de campo de acordo com parâmetros pré-determinados. Esses ciclos de aquisição automática de variáveis tem valores limites padrões (defaults) preestabelecidos. Para o caso do sistema da Interprovincial Pipeline do Canadá, estes tempos estão abaixo indicados:

Estação	Ciclo de Aquisição automática de variáveis	linhas
Edmonton	15 segundos	linhas 1,2,3 e 13
Superior	10 segundos	linhas 5 e 6
Superior	5 segundos	linha 5* (pulo duplo de satélite)
Sarnia	8 segundos	linhas 7,8,9,10,11 e 14

* A linha 5 tem comunicações tanto terrestres como de satélite.

O sistema de aquisição automática de variáveis por varredura (scanning) pode também ser configurado para fazer a interrogação de uma estação em particular a intervalos especificados (de cinco em cinco minutos por exemplo). Os dados de campo compreendem todas as informações reunidas dos equipamentos e da instrumentação de campo. Incluem informações tais como pressões, pontos de ajuste de controladores de pressão e vazão, estados nas instalações, leituras de transmissores de vazão, etc.

Em cada local do campo, a RTU ou o CLP reúne os dados em "pacotes".

Os pacotes são então enviados através dos sistemas de comunicações para o computador central.

O sistema de aquisição automática de variáveis "lê" os dados que entram nos dispositivos de campo e passa estas informações para um gerenciador de dados.

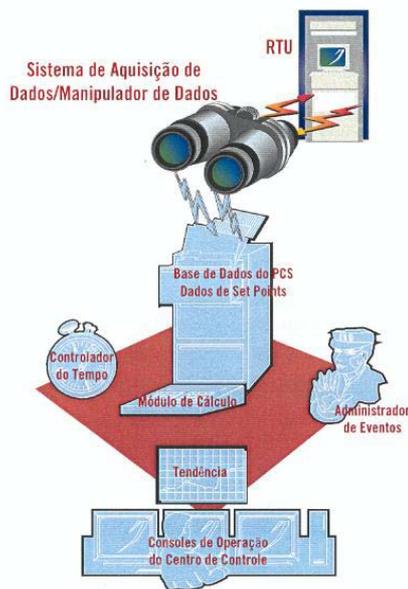



Fig. 9. Sistema de Aquisição Automática de Variáveis e Gerenciador de Dados

O gerenciador de dados é arquivador temporário para os dados que são capturados pelo sistema. Seu propósito é o de colocar estes dados nos seus devidos lugares na base de dados do sistema. As vezes, estes dados devem ser colocados em mais de um lugar. O gerenciador de dados coloca esses dados conforme previsto durante a etapa de configuração do sistema.

3.4. Base de dados

A base de dados de um sistema SCADA contém os dados específicos para cada oleoduto que esteja sendo coberto pelo mesmo. A base de dados pode ser vista como sendo o conjunto de todos os dados do sistema. Fisicamente poderi a ser vista como um sistema de arquivos onde são colocados e guardados todas as variáveis ou dados aquisitados pelo sistema bem como os parâmetros de operação deste. Existe um lugar específico para cada dado recebido do campo. Os dados são dispostos de acordo com uma estrutura hierárquica controlada com precisão.

A base de dados de um sistema SCADA se divide em dois tipos: -base de dados de tempo real e base de dados histórico.

A Base de Dados de Tempo Real - BDTR -contém todas as variáveis dinâmicas que representam o processo que, via de regra são aquisitadas autornaticamente de um extenso conjunto de instrumentos sensores no campo bem como de chaves elétricas nos equipamentos, que traduzam o estado destes.

Esta Base de Dados é constantemente atualizada por um módulo do SCADA, a seguir descrito, chamado de sistema de aquisição automática de dados -SAAD. No software OASYS a B.D.R. e o SAAD ficam situados num módulo chamado de CMX (Control and Manager Executor)

A BDTR contém também os atributos de todas as variáveis de tempo real (níveis de alarmes para estas variáveis, unidade de engenharia destas, etc) além das variáveis calculadas a partir das primárias (por exemplo volume de tanque a partir de nível).

A BDH contém todos os valores que devam ser "guardados" para, por exemplo, a elaboração de um relatório, a geração de um gráfico de tendência que possibilite a visualização da evolução de uma dada variável no tempo, etc. No OASYS esta BDH fica situada num módulo designado de XIS (Extended Information System). O XIS foi implementado a partir de uma Base de Dados Relacional chamada SYBASE o que permite fácil acesso e obtenção de dados da mesma. Através de comandos

numa linguagem chamada SQL (Structured Query Language).

A disposição hierárquica da base de dados reflete a posição física dos oleodutos.

A base de dados contém informações que são estáticas (não mudam) e dinâmicas (que mudam continuamente). Constam da tabela seguinte alguns exemplos.

Tab. 1. Tipos e exemplos de dados

Tipo	Descrição	Exemplos
Estático	dados não mudam.	➢ esquemáticos da estação ➢ símbolos de válvulas ➢ unidades de engenharia como o HP ➢ equações algébricas ➢ usadas para manipular dados
Dinâmico	Dados são atualizados continuamente	➢ dados operacionais da bomba (de pressão e temperatura) ➢ situação das bombas (isto é ligado/desligado) ➢ situação de controle (tal como local remoto) ➢ situação das válvulas(isto é, ângulo em que estão abertas) ➢ vazão e volumes transferidos

Tab. 2. Função e resultado do sistema de alarme

Etapa	Quem faz?	O que acontece?
1	Sistema de Aquisição	Faz a interrogação do CLP e recebe automaticamente um pacote de informações
2	Gerenciador de dados	Obtém a pressão de descarga da estação (600 psi ou 4137 kPa) e coloca-a na base de dados
3	Módulo de cálculo	Compara a última pressão de descarga com o limite máximo permissível (Por exemplo, os pontos ajustados são: se 615 psi ou 4240 kPa, então: alarme 1; se 625 psi ou 4309 kPa; alarme 2 se 675 psi ou 4654 kPa; parada se necessário, mandando o alarme apropriado).

Os dados também podem ser descritos como dados não processados e dados calculados. As informações não processadas são dados transmitidos pelas RTUs ou CLPs diretamente do campo. Os DADOS CALCULADOS são valores determinados aritmeticamente à base dos dados não processados. Por exemplo, um valor de pressão de sucção é um dado não processado, ao passo que o dado calculado como a perda de carga na válvula de controle é determinado subtraindo da pressão na descarga das bombas da pressão de descarga da estação (perda de carga em cima da válvula reguladora de pressão ou THROTTLE).

Os cálculos aritméticos são apenas um tipo de cálculo que pode ser realizado em cada ponto de dados.

Fig. 11. Base de dados

3.5. Módulo de cálculo

Dentro de um ambiente SCADA, o módulo de cálculo é o instrumento de trabalho que realiza todos os cálculos, computações e manipulações dos dados na base de dados. O MÓDULO DE CÁLCULO realiza operações estatísticas, matemáticas e lógicas, dá partida em relógios, pára os mesmos e avalia a qualidade de dados na base de dados.

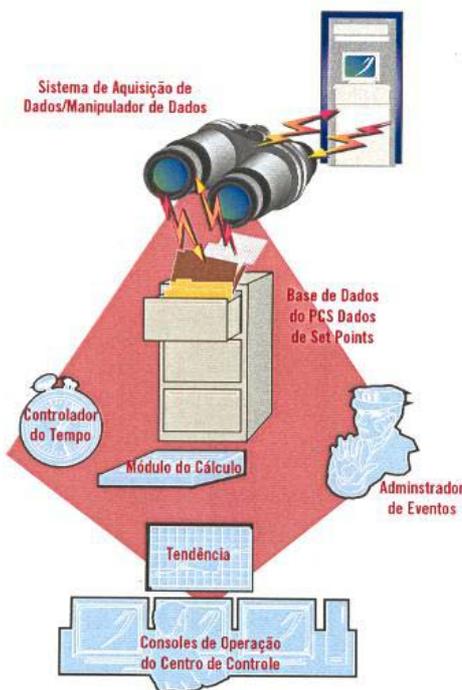
O módulo de cálculos tem três propósitos principais:

- avalia dados não processados e converte-os a dados processados
- compara valores correntes com valores anteriores e
- interpreta dados e toma decisões.

As operações muito complicadas são realizadas por rotinas individualizadas que são postas em andamento pelo módulo de calcular. Apenas os resultados das operações do módulo de calcular aparecem na tela para informação do operador.

3.6. Base de dados e módulo de cálculo

A Figura 12 assinala as relações entre gerenciador da base de dados e o módulo de cálculos. Cada célula de memória ou local na base de dados é chamada de um PONTO DE DADOS. Podem ter associado a ele uma ou mais funções. A função é qualquer instrução para fazer algo com os dados. O módulo de cálculo pode:

- introduzir dados numa equação algébrica
- exibir,dados numa tela do monitor
- transferir dados para outro local
- comparar dados com um valor fixo
- comparar dados com ou~o valor de dados e
- fazer qualquer coisa a mais que possa o operador necessitar.

3.7. Sistema de alarme

O sistema de alarme lida com todas as mensagens do PCS. Em ordem de severidade podemos ter:

- mensagens operacionais
- advertências
- mensagens prioritárias e
- mensagens críticas

A interligação dos diversos componentes do PCS pode ser examinada nos exemplos seguintes. Um determinado ponto de dados na base de dados que guarda o valor da pressão de descarga da estação tem um valor corrente de 600 psi (ou 4 137 kPa ou 41,37 kg/cm^2): O ponto de dados também contém outras informações associadas com a pressão de descarga da estação que via de regra são chamados de atributos do ponto. Estas informações poderiam incluir:

Pressão de descarga máxima permissível

Níveis de advertência

Pontos de alarme ajustados

Níveis de parada

A tabela Tab. 2. mostra como o sistema de alarme trabalha.

3.8. Gerenciador de eventos

O gerenciador de eventos acompanha as mudanças que ocorrem em tempo real. As mudanças que provocam determinadas ações são chamadas eventos. O gerenciador de eventos inicia ações em reação aos eventos. Ocorrendo um evento, uma mensagem de acionamento (trigger) é enviada para um gerenciador de eventos.

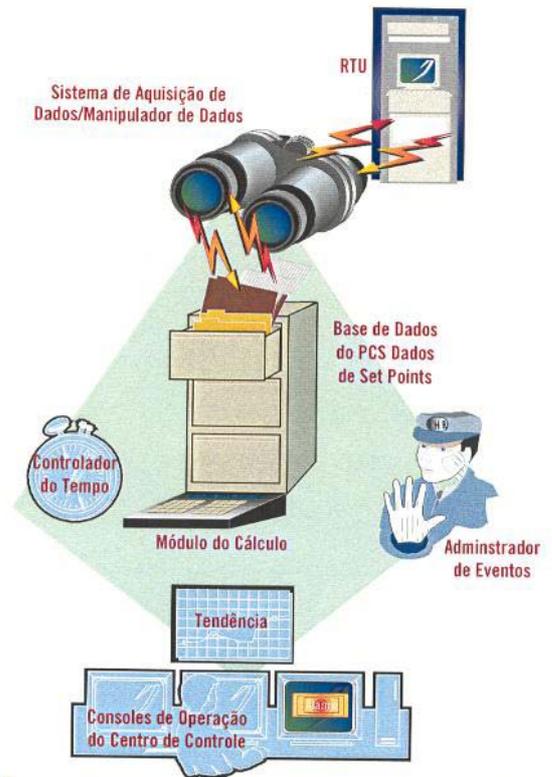



Fig. 12. Sistema de Alarme

3.9. Relógio

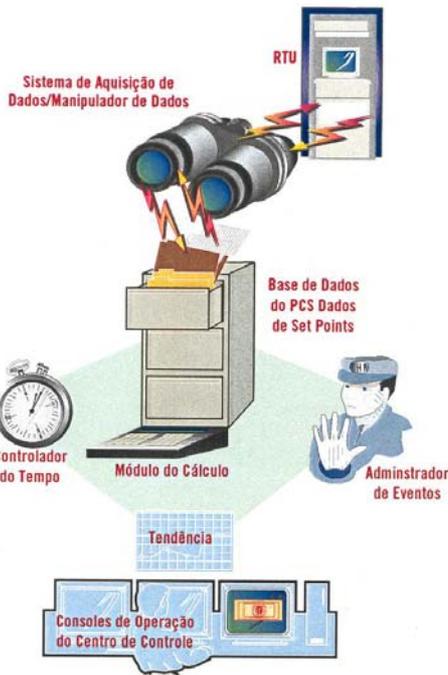
O tempo é um conceito crucial do PCS. O relógio centraliza todas as funções relacionadas com o tempo no ambiente SCADA. Desencadeia ações programadas tais como interrogação de CLPs e RTUs ao longo do oleoduto, impressão de relatórios e envio de comandos. O relógio pode ser programado para invocar uma ação programada a digamos:

- uma hora especificada (por exemplo, cada dia às 5 horas)
- um intervalo específico (de 30 em 30 minutos)
- um intervalo específico depois de um evento (tal como um minuto depois do envio do comando).

O relógio utiliza tanto o módulo de cálculos como o gerenciador de eventos para controlar a temporização de respostas e ações.

No OASYS todas as funções anteriores (cálculo, sistema de alarmes, gerenciador de eventos e relógio) se situam no CMX.

Fig. 13. Relógio

Fig. 14. Gráfico de tendência: grupo de programas que trabalha em conjunto para realizar as funções descritas

3.10. Apresentação de tendências

Além de controlar e manipular dados recebidos e enviados, o PCS fornece também duas características críticas de prestação de informações:

- gráficos de tendências e
- relatórios digitais

Gráficos de tendência fornecem informações históricas ao operador, quer numa atualização contínua em tempo real (a variável vai sendo plotada mostrando o seu comportamento contra o tempo avançando o gráfico à medida que novos valores chegam do campo), quer com formato fixo com início e final definidos (histórico onde é plotado o comportamento da variável no tempo em um intervalo predefinido). Permitem também ao operador selecionar os dados a serem exibidos na tela.

Os relatórios digitais são pacotes predeterminados de informações históricas.

Tal função no OASYS é implementada na sua maior parte pelo XIS.

3.11. Comando partida de bomba

Emitindo-se o comando de dar partida na bomba, as verificações pertinentes são realizadas por um programa chamado o gerenciador de comandos, que se certifica:

- de que você está realmente controlando a linha, e que tem autorização para realizar o comando.

A validade do comando de partida da bomba é também verificada pelo gerenciador de comandos para ter certeza de que:

- a pressão atual de sucção está acima da base mínima da estação
- a bomba está atualmente desligada ou em seqüência de desligamento
- a bomba não está indisponível
- a bomba não está sob controle local e
- que a quantidade de energia que está sendo puxada na estação está abaixo da demanda máxima de energia (Os contratos de fornecimento de energia elétrica

têm uma cláusula que estabelece a máxima potência que se pode consumir na estação. A ultrapassagem desta potência implicará em multas que podem ser pesadas).

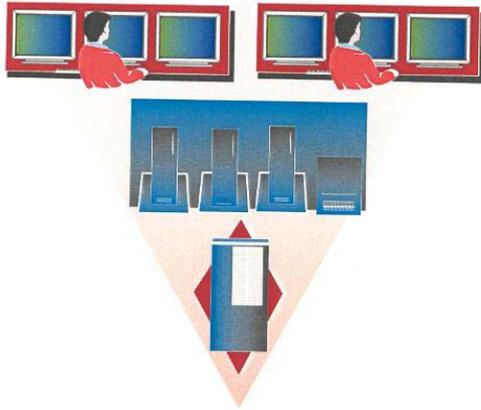



Fig. 15. Gerenciador de Comandos

Dessa maneira, o gerenciador de comandos verifica o comando "PARnDA DE BOMBA". Somente se todas as condições de habilitação da partida estão presentes, pode o comando ser validado. Uma vez validado o comando, este é enviado para o próximo componente do sistema, o processador de comunicações (Front End Processor).

O Gerenciador de Comandos é implementado também no CMX.

4. Comunicações

4.1. Introdução

Ao passar do seu console de operação para os instrumentos de campo, que você está monitorando e controlando, você fica inteiramente dependente no sistema de comunicações. Nessa seção do módulo você poderá aprender de que maneira o PCS utiliza uma combinação de links de comunicações dedicados, linhas telefônicas e hardware especializado para o transporte de informações de lugares remotos para o centro de controle e para transmitir seus comandos para a estação e os equipamentos que você está controlando.

A arquitetura adotada nos Sistemas SCADA pode variar levando a diferentes esquemas de comunicação.

Nos SCADA dos polidutos do Terminal, foram adotados dois esquemas distintos a saber:

1. Para os casos do OPASC e ORSUB a Estação Mestre não está diretamente interagindo com os CLP's nas minimestres e secundárias para aquisição de dados e transmissão de comandos. Isto está sendo feito através das Work Stations locais com o software OASYS, com o computador central da Estação Mestre, se comunicando com o software OASYS nas Work Stations das Minimestres e Secundárias através de um aplicativo do OASYSchamado RCC.
2. No caso do OSBRA a Estação Mestre interage diretamente com os CLP's das Estações Minimestres e Secundárias ao longo do duto para aquisição de dados e transmissão de comandos.
3. Isto é basicamente feito através de processadores de comunicação situados nas diversas estações do sistema. No centro de controle se situa o chamado HCP (Host Communication Processor) e nas outras estações o RCP (Remote Communication Processor). Estes módulos convertem e preparam as

mensagens para serem transmitidas pelo sistema VSAT. Usando o protocolo por transmissão por pacotes chamado X.25.

4. O HCP e RCP são na realidade processadores de comunicação do tipo Front End. Na arquitetura do OPASC e ORSUB, os servidores de terminais ZYPLEX, desempenham parcialmente as funções de um processador de comunicações. (Permitem a conexão de uma Work Station na rede local a uma deteminado linha de comunicação abrindo assim um canal físico de comunicação.)

O hardware e o software a nível de computador central do PCS dependem da tecnologia de comunicações por satélite VSAT (Very Small Aperture Terminal) que está sendo adotado para suporte dos sistemas SCADAS do DETRAN para ligá-los com os equipamentos que você controla permitindo também que as informações relativas as instalações industriais (duto e as bases ao longo deste) e que caracterizam o estado destas, cheguem até a você. A rede de comunicações de dados é comandada por um processador mestre de comunicações situado no centro de controle.

4.2. Processador de comunicações "front end"

O processador de comunicações (CFE) é um módulo à base de microprocessador instalado no centro de controle. A sua finalidade e a de seus similares (quando existentes) localizados nas estações remotas, é coordenar e organizar as comunicações do computador central para as estações remotas aliviando-o desta tarefa. Os comandos são portanto enviados do nível computador central para o processador de comunicações e deste para os remotos situados nas estações no campo.

O processador de comunicações controla o fluxo de dados pelos os circuitos de comunicação de dados. Gerencia rotas, efetua a sincronização faz o reconhecimento e tradução de dados que fluem para ele das estações. Um modem converte a forma dos sinais elétricos que saem do processador de comunicações para outro adequado aos meios de comunicação utilizado.

Nos SCADAs dos polidutos e nos sistemas SCADAS do DETRAN, o meio de comunicação predominante será o satélite através do PETROSAT (VSAT) descrito abaixo.

4.3. Meios de comunicação

Os chamados meios de comunicação que são utilizados no suporte do sistemas SCADA podem ser dos seguintes tipos:

- Satélite
- Linhas telefônicas dedicadas
- Fibra ótica
- Rádio microondas
- Cabo coaxial

No que se segue serão examinados os meios mais largamente empregados.

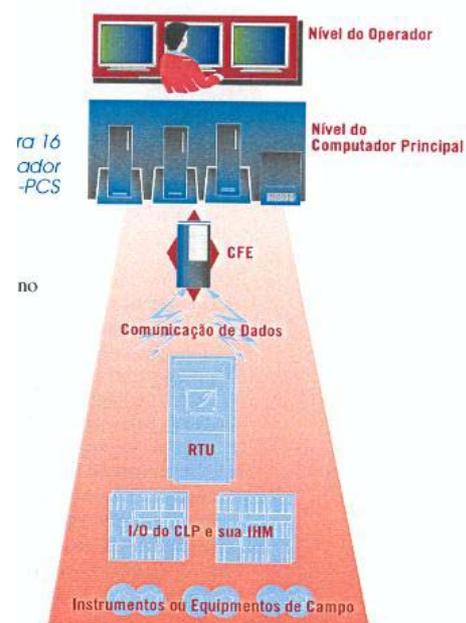



Fig. 16. Parte frontal do Processador de Comunicações - PCS

4.4. Rede de comunicações de dados

A comunicação básica dos sistemas SCADA da PETROBRÁS se fará através de satélite. Para tanto a Companhia adquiriu da HUGHS TELECOMMUNICATIONS dos EUA um sistema próprio que utiliza a tecnologia VSAT (Very Small Aperture Terrninal) que contempla uma estação central ou HUB já instalada no EDISE e operada por técnicos da própria Companhia e, de estações micro VSAT que estão sendo instaladas junto as estações dos sistemas SCADA. O sistema utiliza o satélite BRASILSAT da EMBRATEL tendo a PETROBRÁS celebrado um contrato com a EMBRATEL para uso do seu satélite. O sistema PETROSAT irá em princípio operar a 9600 bauds (taxa de sinalização que via de regra significa número de bits por segundo) no suporte de cada um dos sistema SCADAS da PETROBRÁS que compartilham seus recursos. Essa taxa em bauds se traduz por uma velocidade de aproximadamente 1200 caracteres por segundo. Na comunicação por satélite existe um atraso inerente ao sistema que corresponde ao tempo de viagem do sinal da terra ao satélite e deste de volta à terra além evidentemente do tempo de processamento deste sinal no interior do sistema. Como o VSAT utiliza uma rede em estrela (todas as comunicações passam pela estação central que as roteiam desde o emissor até o destinatário) todas as mensagens passam pelo menos uma vez pela estação central. No que diz respeito ao modo como as estações do SCADA podem estar ligadas ao sistema VSAT, temos duas possibilidades básicas. Na primeira a estação mestre do SCADA está diretamente ligada através de um meio de comunicação qualquer como cabo coaxial, rádio ou linha telefônica à estação central do VSAT. As demais estações do SCADA como as minimestres e secundárias estão ligadas às microestações VSAT instaladas em suas proximidades. Neste caso temos uma comunicação através de um único salto ao satélite como abaixo descrito.

Na segunda configuração todas as estações do sistema SCADA estão ligadas às microestações micro VSAT. Neste caso temos uma comunicação com um duplo salto satélite como abaixo descrito.

No primeiro caso, quando a mestre (centro de controle) quer se comunicar com uma minimestre (eampo) para dela aquisitar dados ou enviar um comando, amestre envia sua mensagem à estação central do VSAT que por sua vez, após seu processamento envia a mensagem até a satélite. Do satélite esta comunicação vêm até a microestação VSAT instalada nas proximidades da minimestre endereçada e, finalmente, da micro VSAT até à minimestre. O atraso em cada ida e descida do satélite é de 0.26 seg. A este tempo deve ser somado o tempo de processamento do sinal na estação central e na micro VSAT, o tempo de transferencia da mensagem entre as estações do SCADA e o sistema VSAT que se faz a 9600 bauds, o tempo de fila na micro VSAT e o tempo de acesso ao segmento espacial. Para uma mensagem de pergunta e resposta mestre- minimestre que some 3200 bits (800 da pergunta da mestre e 2400 da resposta da mini mestre) teríamos um total de 800/9600 + 2400/9600 = 0.33 seg. (valor bastante conservativo). A este tempo se soma o tempo de processamento no interior do VSAT que pode chegar a 1.4 segundos (valor conservativo). Assim para uma configuração de salto simples teríamos:

Td = Ttse + Tpi + Ttf

T d = 0.26 + 1.40 + 0.33 = 2 seg

onde :

Td = Tempo total de atraso

T tse= Tempo total pelo segmento espacial

Ttf = Tempo para transmissão entre as fronteiras dos sistemas SCADA e VSAT

T pi = Tempo de processamento, acesso à fila no VSAT

Para ilustrar como se processa a comunicação na configuração que leva ao salto duplo(segundo caso) tomemos o mesmo exemplo acima da comunicação da mestre do SCADA com uma minimestre.

A mestre emite sua mensagem á microestação VSAT que após processá-la a envia ao satélite. Deste o sinal desce até a estação central. A estação após processar a mensagem a envia ao satélite.

Este por sua vez envia a mensagem até a microestação VSAT correspondente à minimestre endereçada. Temos assim dois saltos ao satélite e um atraso sensivelmente maior. A figura 20 abaixo mostra esquematicamente a configuração do duplo salto.

Neste caso o atraso pode chegar a quase 3 segundos.

Este retardo na operação da comunicação dos sistemas SCADAs exige uma adaptação dos mesmos. Os sistemas por segurança implementam urna tolerância máxima em cada transação de comunicação em termos de tempo. Se esgotado o tempo máximo fixado e a comunicação não se fechar, o sistema penaliza o canal de comunicação com uma falta e faz uma nova tentativa. Se após um determinado número de tentativas frustradas a comunicação não se estabelecer, o sistema emite um alarme e desativa o canal. Este tempo de espera máxima (Time Out) tem que considerar este retardamento do VSAT.

Esse atraso pode impacientar o operador, mas você tem que ter em mente que o sistema irá efetuar a comunicação transmitindo por exemplo o seu comando, de um modo seguro e o mais rapidamente que ele puder.

Um outro meio muito utilizado pelas operadoras de oleodutos no exterior para a comunicação dos sistemas SCADAs, são as linhas telefônicas arrendadas dedicadas.

As linhas telefônicas arrendadas são:

1. assíncronas
2. totalmente duplexadas e
3. dedicadas

Assíncronos

Quando as linhas de telecomunicações são descritas como assíncronas, isto significa que qualquer número de caracteres pode ser transmitido a qualquer momento (este conceito também se aplica ao sistema VSAT que pode operar uma rede assíncrona). Isto tem importância crítica quando se considera o número de comandos que deve ser transmitido do nível do computador central para as estações do oleoduto e a quantidade de informações que são trazidas de volta para o computador central.

Plenamente duplexadas

Plenamente duplexada significa que a transmissão de dados pode ocorrer em ambas as direções ao mesmo tempo (No sistema VSAT isto é possível com alguns artifícios). Essa característica tem importância crítica considerando-se a natureza bidirecional das informações mandadas das estações ao longo do duto para a mestre e os comandos da estação mestre enviados para as demais.

Linhas Dedicadas

As linhas telefônicas dedicadas são assim chamadas por que só são utilizadas para comunicação de dados para aquele cliente e não para comunicação de voz. Não há, portanto, perigo de ocorrer interrupção na comunicação de informações e comandos do computador central para os CLPs e RTUs por problemas de linhas cruzadas.

Fig. 18. Programa SCADA e Dados

Intercâmbio de informações

Com o sistema de comunicação como linhas telefônicas, cabos coaxiais, cabos de fibra ótica e sistema de microondas, as informações são intercambiadas entre o Computador central e as demais estações através de protocolos de comunicação que implementam o esquema mestre escravo. Isto significa que as estações só enviam dados ao Computador central apenas quando este solicita. No sistema de satélite, as informações são intercambiadas de uma maneira sem interrogação mestre/escravo, isto significa que as estações podem enviar dados a qualquer momento.

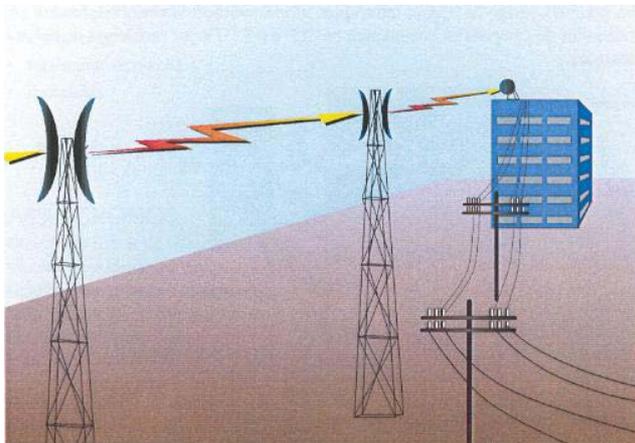



Fig. 19. Transmissão de dados do PCS

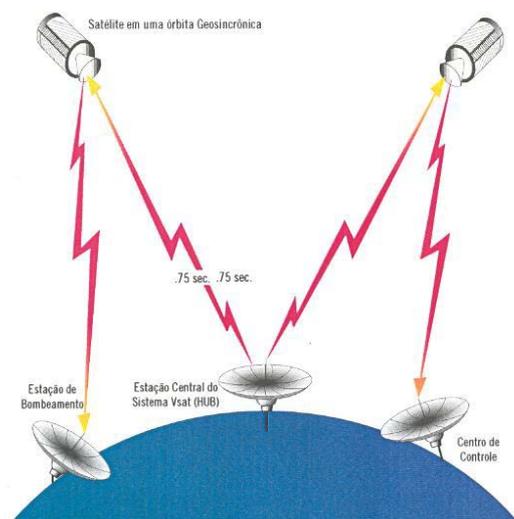



Fig. 20. Configuração de Salto Duplo para transmissão por satélite

4.5. Protocolo de dados

O protocolo de dados é uma norma reconhecida que determina de que maneira os dados são gerenciados antes e depois da transmissão. Existem muitos tipos diferentes de protocolos de dados. Os protocolos se dividem de acordo com o nível da comunicação que se está fazendo. A fim de facilitar a comunicação entre máquinas (computadores) a International Standard Organization (ISO) estabeleceu uma estratificação dos protocolos de comunicação em 7 camadas cada uma delas cumprindo uma determinada função na cadeia de comunicação. A idéia é simplificar o problema isolando funcionalmente as diversas etapas da comunicação de forma a permitir a implementação destas através de protocolos padrões. Nesta estrutura cada camada serve a sua imediatamente acima na estrutura com um determinado elenco de serviços de forma a permitir a desejada integração funcional do conjunto. Esta estrutura ficou conhecida como estrutura OSI/ISO (Open System Institute/International Standard Organization). Ela viabilizou também o advento dos chamados sistema abertos uma vez que dois dos principais requisitos para tanto que são a comunicação que é também denominada de conectividade e, a interoperabilidade que é a capacidade de um programa em um computador interagir com outro em outro computador, são satisfeitos pela a observância a esta estrutura. Só para ilustração por não ser obviamente o objetivo deste módulo, os 7 níveis da estrutura osmso são:

1. Apresentação .
2. Aplicação
3. Seção
4. Transporte
5. Rede
6. Enlace
7. Físico

Os protocolos padrões utilizados na comunicação dos sistemas SCADAs são:

- O MODBUS : protocolo ao nível de enlace, tipo mestre-escravo é adotado na comunicação estação mestre do SCADA com as outras estações ao longo do duto;
- O protocolo implementado pelo pacote RCC do software OASYS da V ALMET : também utilizado na

comunicação da estação mestre com as outras ao longo do duto transmitindo as informações segundo o princípio de transmissão por exceção, ou seja, a transmissão só ocorre se o valor a transmitir apresentar (nos referimos ao caso de variáveis analógicas como os valores de pressão, vazão, temperatura, etc) uma variação sobre o último valor informado acima de um determinado valor pré-ajustado chamado de banda morta. Este princípio de transmissão leva a uma expressiva economia do tráfego pelo meio de comunicação. Para o caso de variáveis de estado como alarmes e estado de equipamentos como bomba ligada/desligada, válvula aberta/fechada/em trânsito, etc, a transmissão só ocorre se o estado tiver mudado em relação à última transmissão feita;

- O protocolo de comunicação utilizado pelo aplicativo BJSCAN do software REALFLEX que é utilizado, à semelhança do RCC do OASYS na comunicação entre amestre e as minimestres, também operam segundo o princípio de transmissão por exceção.
- Os protocolos TCP/IP (Transmission Control Protoco1/Internet Protocol) que cobre todos 7 níveis do modelo OSI/I50 é utilizado internamente no sistema OASYS (redes locais que constituem as estações SCADA 's). Tal protocolo é também o padrão da Rede INTERNET.
- O protocolo padrão de comunicações X.25: protocolo que opera ao nível de transporte fazendo o transporte das informações em forma de pacotes de 128 bytes.

Estes protocolos são utilizados em todos as comunicações de dados, quer por linha telefônica, por transmissão de microondas e na comunicação por satélite. Evidentemente, eles se aplicam nas suas diversas camadas podendo o transporte das informações do RCC por exemplo se fazer na rede do PETROSAT através do protocolo X.25.

No protocolo X.25, existe um parâmetro que limita o número de mensagens pendentes que necessitam de uma resposta. Para as linhas telefônicas e as transmissões por microondas, esse parâmetro é ajustado em 1. Isto força uma resposta imediata, antes que as outras mensagens possam ser manipuladas. Com o sistema de satélites, esse parâmetro pode ser ajustado para um valor muito mais alto.

4.6. Redundância do sistema

Todo sistema de comunicação titular dos sistemas SCADAS é definido. Como a comunicação é vital para manter a continuidade operacional do sistema que caindo, muitas vezes, implicará na paralisação da operação de todo o oleoduto, embora tenha o VSAT elevada confiabilidade, este tem um sistema reserva constituído de linhas telefônicas discadas automaticamente. No caso de uma microestação VSAT por exemplo apresentar defeito impedindo a comunicação da estação mestre com ela, a mestre automaticamente comutará a comunicação para uma das linhas telefônicas reservas efetuando automaticamente a chamada DDD do número da linha que corresponde a micro VSAT em falha. A comunicação passa então a se fazer através de modems e a linha telefônica enquanto perdurar a falha da micro VSAT .

Este sistema BACK UP será assim constituído de um determinado número de linhas telefônicas disponíveis ao nível da estação ligadas à modems. Não estão sendo adotadas linhas dedicadas alugadas às companhias telefônicas locais e sim terminais não residenciais que são linhas comutadas comerciais (para que a ligação se faça é necessária que a estação mestre disque a minimestre desejada)

4.7. Configuração de linha telefônica

No caso de sistemas com linhas cativas alugadas, a companhia telefônica em muitas vezes organiza através de uma estrutura hierárquica. Se existir um

problema num trecho da linha telefônica, este poderá afetar diversas estações. A saída de serviço de uma central telefônica, irá afetar outras estações mais ao longo do oleoduto.

4.8. Relatórios da Estação

Com o protocolo que implementa a chamada transmissão por exceção como é o caso do RCC e do BJSCAN, as estações ao longo do duto enviam informações para o Computador central sempre que os dado se alterem. Além de transmitirem as informações segundo o princípio acima, as estações também transmitem integralmente a todas as suas base de dados ou seja, todas as variáveis que são por elas aquisitadas automaticamente ou que têm entradas manuais pelos seus operadores, a cada 5 minutos tipicamente. Esta transmissão é chamada "transmissão por integridade" e tem por finalidade garantir uma real atualização da base de dados da mestre. Com isto se assegura também que nenhuma mudança foi esquecida.

Por exemplo, considere o que aconteceria se uma pressão de descarga mudasse para um nível perigosamente alto e, por algum motivo, a mudança é omitida pelo sistema tendo esta nova pressão se estabilizado, esta não será transmitida. O sistema não reconheceria necessariamente o valor errado, uma vez que é projetado para informar mudanças de situação. Para fazer face a esse problema, quando a transmissão integral de dados é enviada para o computador central, os dados são comparados com os seus valores anteriores existentes na base de dados da estação central, deslanchando o sistema um alarme para qualquer diferença detectada. Dessa maneira, o maior período em que pode persistir uma situação de perigo é 5 minutos.

Nos SCADAS é padrão também fazer-se a verificação da "saúde" do sistema de comunicações e das estações ao longo do duto através de uma técnica onde a mestre de minuto a minuto envia um sinal designado de " heartbeat" (batida cardíaca). A este sinal a estação tem que responder informando se não transmitiu nenhuma alteração no último minuto. A mestre assim testa a comunicação e verifica se a estação continua ativa não tendo havido nenhuma perda de mensagem.

4.9. Exemplo de "partida de bomba"

Em resposta aos dados no vídeo no centro de controle, se resolveu ativar uma bomba. O operador escolheu e executou o comando "PARTIDA DE BOMBA " no monitor apropriado de console de operação para colocar em operação uma dada bomba. O software de Controle de Sistemas de Oleodutos validou o comando tomando como referência as informações na base de dados. Todos os computadores (Work Stations) localizados no centro de controle estão interligados com uma rede da área local (LAN) para constituirem o nível de Computador central para o PCS. A comunicação entre todos os computadores, sensores e processadores ao longo do oleoduto, se faz utilizando um circuito de dados.

O circuito de dados opera segundo uma série de opções de comunicações, inclusive linhas telefônicas de serviço público, sistemas satélites e transmissão por microondas. A "administração" desse complexo sistema requer o respaldo dedicado de um computador separado, cuja finalidade única é controlar o fluxo de dados no circuito de dados. Esse computador dedicado é denominado o processador front end de comunicações ou CFE. A designação Front End em inglês (em português Frente Fim), se deve ao fato de que o processador funcionalmente se coloca no início e no final do processo de comunicação efetuando todo o processamento desta função no sistema aliviando o computador central (Host) desta atividade. O passo seguinte é o do envio pelo computador central do comando até a correta estação minimestre ou secundária no campo.

Uma vez validado o seu comando pelo computador central através da consulta à sua base de dados efeita a verificação de que não existem impedimentos em função de intertravamentos de segurança previamente definidos, o seu comando é enviado até da estação onde se encontra a bomba através dos seguintes etapas e caminhos:

Pelo processador de comunicações onde seu comando é roteado pelo caminho apropriado;
Através de um circuito de dados que inclui hardware e software que traduz o comando de uma forma que o mesmo possa percorrer os meios de comunicação.
O meio de comunicação:

- linha telefônica dedicada
- transmissão por microondas
- satélite e
- uma combinação de quaisquer dos elementos acima.

No extremo de recebimento, o hardware e o software traduzem o comando de forma que este possa ser usado pela estação local. Nesta estação local o comando é novamente validado basicamente pelos CLPs, que verificam se o mesmo é possível de ser implementado diante dos intertravamentos de segurança nos locais previamente definidos e o estado geral na estação (condições de processo e dos equipamentos). Estando as condições locais necessárias a liberação da partida da bomba presente, o CLP dará início a seqtiência de partida da mesma informando ao nível local tal fato(quando a estação for assistida) e também à estação mestre.

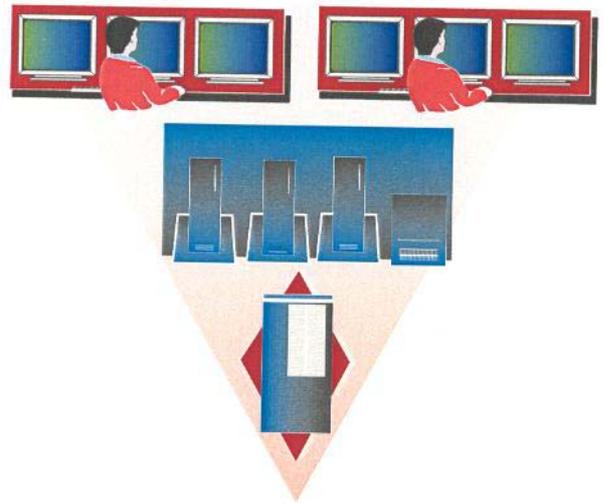



Fig. 22. Comando de partida de unidade para a CFE

5. A Estação

5.1. Introdução

Quando os comandos e instruções por você emitidos a partir da estação mestre alcançam a estação onde estão localizados os equipamentos alvo dos mesmos, uma série de dispositivos, controladores e programas entrarão em ação. Cada um desses dispositivos ou programas faz parte do nível estação do PCS(Pipeline Control System). Nesta seção você verá de que maneira cada um desses elementos funciona para levar seus comandos até as unidades controladas e para transmitir informações de volta para você monitorar as operações.

A implementação dos comandos por você emitidos se faz ao nível das estações situadas ao longo dos oleodutos onde estão localizadas as bombas e demais equipamentos que você está controlando. Na hierarquia SCADA, existem as RTUs , controladores de lógica programável (CLP), dispositivos de entrada e saída (1/0), unidades de equipamento como bombas e válvulas e diversos instrumentos ou dispositivos. Todos esses dispositivos e componentes ou estão localizados no Edifício da Subestação Elétrica (ESB-Electrical Sevices Building), ou na área industrial da estação sendo que as vezes o comando para os mesmos tem sua origem no próprio local (por exemplo, o comando dos sistemas auxiliares das bombas que é deslanchado dentro da seqüência estabelecida pelo CLP na partida das bombas).

5.2. Unidade Terminal Remota

(Estação ao Longo do Oleoduto)

Como já mencionado acima, nos sistemas SCADA adotados nos oleodutos do DTNEST, a unidade de interface com o processo -UIP -(parte do sistema que diretamente interage com os instrumentos e equipamentos no campo) é tipicamente o CLP. Porém na maioria dos sistemas SCADA sobretudo nos mais antigos são adotadas as chamadas Estações Terminais Remotas -RTU'S -para esta função. A RTU também pode ser utilizada como parte do sistema de comunicações se colocando antes do CLP na comunicação da mestre com as estações e a unidade de interface com o processo do último bloco do sistema encontrado pelo comando "Partir Bomba". A RTU ou CLP podem ser visualizados como um computador especializado nas funções de entrada de dados e saída de comandos para o processo. Estes dados de processo são oriundos da instrumentação de campo e dos circuitos elétricos de comando e controle dos equipamentos. As saídas de comando através de contatos elétricos, atuam sobre os circuitos de controle dos equipamentos (tal função se aplica também aos CLPs).

As RTUs mais modernas à semelhança dos CLPs, são dotadas de microprocessadores eletrônicos, o que permite que as mesmas implementem certo processamento local dos sinais. As RTUs podem operar conjugadas também aos CLPs pois tem uma maior capacidade de implementarem na sua comunicação com o computador central, protocolos que permitem maior economia de tráfego de dados (implementam por exemplo transmissão por exceção). Os CLPs via de regra são "queixo duro" na sua capacidade de comunicação. A saída da RTU nestes casos é levada a um CLP que cuida de implementar se for o caso, o sequenciamento envolvido no comando. A RTU recebe o comando e despacha –o para 0 CLP e depois para um dispositivo de entrada e saída, que controla a bomba que se deve dar partida.

Os dados que você vê no seu vídeo no centro de controle são captados pelo CLP e/ou RTUs em cada estágio antes de serem mandados através do sistema de comunicações para o sistema computador central.

Existe pelo menos um CLP e eventualmente uma RTU em cada estação. Os CLP's admitem o acoplamento de um LAP TOP com um software adequado para exibir e operar equipamentos do local. Dessa maneira, você pode interagir com a equipe local para coordenar ações durante operações de diagnostico e retificação de defeitos (troubleshooting) do oleoduto.

A comunicação da Estação Mestre com as demais ao longo do oleoduto se faz

através de um circuito comum que pode ser visualizado como um barramento comum a que todas as estações estão ligadas. A Mestre ao emitir uma mensagem se faz ouvir por todas as estações. Somente aquela que foi endereçada por conter o equipamento a ser controlado ou por ser chamada a enviar dados, irá responder.

Se um sinal não lhe é endereçado, a RTU não responde. A estação discerne, seleciona e envia tão somente as informações pedidas pelo centro de controle. Para captar essas informações, a Estação Mestre pede com regularidade os dados fornecidos pelas unidades

Quando a RTU recebe os dados dos CLP's e dos dispositivos de entrada e saída que controlam as bombas, esta os manipula para preparar a sua transmissão. Quando o sistema Computador central solicita dados, a RTU os envia. Fazendo com que a RTU funcione com dados ao nível de estação, evita-se que o sistema de comunicações seja inundado por informações não processadas.

5.3. Controlador Lógico Programável

O próximo nível da estação é um armário com equipamentos que aloja os controladores lógico programáveis (CLPs). O CLP veio substituir os circuitos de lógica fixa implementados via de regra por relés eletromecânicos alguns deles temporizados. Estes circuitos que geralmente eram montados em chassis alojados nos painéis de controle das estações, efetuavam de uma forma automática todos os sequenciamentos e intertravamentos envolvidos em comandos como o de partida de uma bomba de grande porte o que implicava em uma seqüência de subcomandos como os necessários à ativação dos subsistemas suportes das bombas como o de refrigeração e lubrificação forçada. Nestas sequências, estavam também temporizações necessárias entre as várias sequências adotadas (uma dada seqüência só era disparada depois de tantos segundos do cumprimento de outra).Implementavam também estes circuitos funções de proteção das bombas provocando a derrubada das mesmas se uma condição de processo perigosa se apresentasse.

Os CLPs são hoje dotados de poderosos rnicroprocessadores eletrônicos (circuitos integrados contendo centenas de milhares de transistores) que constituem a sua Unidade Central de Processamento-UCP. A par da UCP o CLP é também dotado de grande número de cartões especializados para a entrada e saída de sinais de e para o campo. A UCP e os cartões de entrada e saída, são alojados em trilhos de Racks ou gavetas (estrutura metálica suporte em forma de uma gaveta dotada de um tampo superior sem a sua parte frontal por onde, via de regra, entram os cartões de circuito impressos que constituem e definem a configuração do CLP).

O CLP tem suas funções à semelhança de um computador, definida por um programa que via de regra é escrito em uma linguagem do tipo Ladder onde as linhas de comando lembram circuitos elétricos com base em relés. Os CLPs são máquinas de alta confiabilidade na implementação de funções de intertravamentos e sequenciamentos se prestando evidentemente também para a aquisição de dados de vez que tem a capacidade de se comunicarem com os computadores das estações (passam a estes as informações que chegam dos instrumentos e sensores do campo). Juntamente com as chamadas RTUs ou Unidades Terminais Remotas, implementam ou se constituem na chamada unidade de interface com o processo ou UIP. Os CLPs em conjunto com os dispositivos de entrada e saída (1/0), operam realmente as unidades e captam informações dos instrumentos de monitoração dos oleodutos.

Nos sistemas adotados nos oleodutos da PETROBRÁS os CLPs se ligam diretamente ao nível superior da estação se esta for assistida (tiver operadores) que são os computadores que integram a chamada Estação de Supervisão e Controle -ESC- ao nível local e ,também no caso do sistema do OSBRA, ao computador central (Host) da estação mestre através de processadores de comunicação especiais tipo Front End que convertem o protocolo do CLP (geralmente

MODBUS RTU) em um outro que finalmente é envelopado pelo X.25 que é o adotado no PETROSAT. Esta conexão se faz geralmente por uma porta serial.

Em outras arquiteturas de sistemas adotadas em sistemas SCADA no exterior (como você já pode observar esta configuração, já foi muitas vezes abordada neste texto), os CLPs não se comunicam diretamente com o computador central mais sim com uma Unidade Terminal Remota -RTU.

A RTU é programada para traduzir os dados das CLPs para o protocolo utilizado pelo Computador central.

O controlador lógico programável, em uma estação de oleoduto, desempenha basicamente as seguintes funções:

controla as bombas de bomba implementando a partida, parando e mudando a velocidade da mesma através dos variadores de freqiiência;
controla as válvulas, abrindo e fechando, total ou parcialmente
fornece dados operacionais não processados ou brutos para o sistema (e, em caso de necessidade, a você, no centro de controle) dado que está interligado à instrumentação da estação e
garante um ambiente operacional seguro, executando independentemente procedimentos de parada de emergência em caso de necessidade.

Dessa maneira, os CLPs representam mais do que uma extensão das mãos do operador. Fazem muito mais que apenas ligar as unidades de bomba. São, na realidade, "mãos inteligentes", uma vez que otimizam as operações do oleoduto.

Estão localizados no mesmo armàrio dos equipamentos do CLP, os módulos de entrada e saída. Tais módulos implementam de fato o trabalho físico real de executar os comandos.

Nos SCADAs adotados nos oleodutos do DETRAN, a interface homem máquina (IHM) ou MMI (Man Machine Interface) que defme a parte do sistema com a qual o operador interage com este, é implementada através de monitores gráficos a cores de alta resolução alem de mouses (dispositivos de comando de deslocamento do cursor na tela do monitor) e impressoras a laser, e dos tipos jato de tinta e matricial. É usada uma tecnologia denominada de GUI - Graphical User Interface - que em português significa "Interface Gráfica com os Usuários" que possibilita o suporte e o transporte pela rede, de telas gráficas que representam de forma pictórica as instalações industriais das estações. Tal interface substitui os tradicionais frontais dos painéis de controle, com seus anunciadores de alarme, os seus ícones (mímicos) que representavam as válvulas, bombas, linhas e demais equipamentos na área industrial, e botoeiras para controle dos equipamentos. Através das telas operacionais o operador pode ser informado dos níveis das pressões de sucção e descarga, assim como dos pontos de ajuste ou set points das malhas de controle de pressão/vazão geralmente situadas na entrada e na saída das estações e, dos estados dos equipamentos nas estações (por exemplo bomba ligada/desligada, válvula aberta/fechada).

Característica de Segurança

Existem numerosas rotinas de segurança e programas projetados para monitoração das operações e tomada de acões para a operação segura contínua do sistema de oleoduto. O Computador central, as RTUs e o CLP são todos programados, de modo a implementar medidas de proteção, caso percam contato com os outros componentes do sistema. No caso de perda de qualquer um dos canais de comunicações entre o Computador central, a RTU e o CLP, um dos outros elementos pode garantir que a estação continuará a funcionar com segurança. Em função do elevado requisito de disponibilidade do sistema, este é dotado de uma arquitetura redundante que permite que um módulo tenha suas funções transferidas para uma outra reserva -nos sistemas do DETRAN um módulo fica na condição de reserva quente

do "titular" -com um mínimo de impacto sobre a operação do sistema.

Ciclo de aquisição automática de dados

O propósito principal do CLP é ler as entradas e atuar sobre as suas saídas no processamento de seu programa. Para realizar esse propósito, as entradas são lidas da instrumentação de campo, em seguida são armazenadas em locais específicos da memória. Os programas manipulam os dados. Um vez que os programas acabem de manipular os dados, os dados manipulados são enviados para dispositivos de campo e para o nível superior do sistema que como visto pode ser a ESC local, o computador central (Host) ou uma RTU.

A operação do CLP depende de três elementos: memória, programação e energia. Esses elementos são utilizados no cíclo. Cada cíclo é chamado de uma aquisição automática de variáveis. A aquisição automática de variáveis no CLP cumpre um ciclo completo. Começa lendo novas entradas e termina dando saída aos dados depois da ação pelo programa.

O processo é descrito na seguinte ordem:

1. O CLP aceita dados de processo dos dispositivos de detecção (entradas) tais como sensores de pressão e temperatura.
2. O CLP processa estes dados crus ou diretos do processo executando o seus programas
3. O CLP envia comandos apropriados (saídas) a dispositivos de controle e envia também dados a ESC local se existente, e ao processador de comunicações local para transmissão ao computador central
4. O CLP repete tudo de novo.

O processador lê os dados do processo obtidos da instrumentação da estação, executa a sua programação e, em seguida emite comandos destinados aos dispositivos de campo. Alterando-se os estados dos equipamentos de campo, o fluxo do produto no oleoduto pode também mudar. Em conjunto com as mudanças físicas das operações (mudança no tipo de produto que está sendo bombeado, por exemplo de gasolina para diesel), o estado modificado dos equipamentos produz um novo conjunto de valores para as variáveis monitoradas pelo sistema.

No final de cada aquisição automática de variáveis, o CLP envia as mais recentes saídas para a interface de saída apropriada e recebe as últimas entradas da interface de entrada apropriada. Os dados são transmitidos entre o CLP e o subsistema de entrada e saída com velocidades muito altas mediante cabos tipo par trançado, coaxiais ou de fibras ópticas. No final de cada aquisição automática de variáveis, o CLP envia um pulso que indica estar operando corretamente o sistema. Havendo uma falha do sistema, o pulso é enviado e um relé de falha é ativado.

Exemplo de Partida de Bomba

O comando **Partida de Bomba** percorreu todo um caminho pelo meio de comunicações de dados do computador central para a estação onde esta bomba se encontra. O CLP nesta estação recebe o comando e atua através de sua saída correspondente à bomba a comandar.

Na implementação do comando o CLP executa a seqüência a seguir descrita.

Inicia a função de aquisição automática de variáveis. O sistema operacional “observa" cada uma das interfaces de entrada e transcreve a situação de cada interface para a área apropriada da tabela de entradas. Os dados provenientes da estação mestre (computador central ou Host), inclusive o comando de **Partida de Bomba**, são também lidos e colocados na posição correta da memória.

Dar partida numa bomba acarreta muito mais do que simplesmente colocar a chave de comando da bomba em "on" (ligado). Pode haver necessidade de se abrir e fechar válvulas. Talvez haja a necessidade de colocar em linha instrumentos e de realizar verificações de segurança. Assim que todos os dados sejam lidos pela memória, o CLP os processa, executando a programação. A programação movimenta e combina os dados aplicando sobre estes funções aritméticas e lógicas.

O programa lê o comando de **Partida de Bomba**, e inicia então uma rotina específica para tanto processando os dados que são necessários a ela. O

processamento desta rotina gera uma série de saídas para garantir de uma forma segura e ordenada a partida da bomba. O fluxograma mostra de que maneira a programação do usuário no CLP verifica todas as condições e os comandos existentes antes de simplesmente dar a partida na bomba. Uma vez que a rotina tenha terminado de processar os dados, estes são deslocados para uma área de armazenamento de dados. Desse ponto, estes dados são lidos para a interface de saída que altera a situação física do dispositivo implementando assim o comando. Serão ativados todos os dispositivos que necessitam ser ligados ou desligados para dar partida na bomba.

Comando para dar partida de uma bomba

A medida que o comando de Partir Bomba se desloca até o CLP, ele é lido pelo CLP e armazenado em sua memória. O CLP atua sobre ele, verificando inicialmente sua validade. Em seguida, gera uma saída que é escrita na tabela de saída. Depois, inicia o trabalho físico. Para ligar a bomba, talvez seja necessário realizar uma série de tarefas físicas e mecânicas. Por exemplo,

1. Deve-se abrir ou fechar uma válvula
2. Ativar uma chave
3. Esperar o nível atingir determinado valor
4. Aguardar a pressão atingir determinado valor

Vários instrumentos podem ser ligados. Eventualmente, uma fonte de energia deve ser ligada. As interfaces de entrada e saída realizam as ligações reais para estes equipamentos realizarem estas atividades físicas.

Comando Partir Bomba

O comando **Partir Bomba** originou-se do console de operação no centro de controle e percorreu o caminho até o campo onde deu partida numa bomba

Revê-se o processo inteiro na Tab. 4.

Tab. 4.

1	Operador	Dá o comando **Partir Bomba**
2	Computador Central	Valida e envia comando ao CFE
3	CFE	Traduz o comando de sinal digital para sinal analógico adequado ao meio físico utilizado na comunicação. Empacota e endereça comandos Envia comando para as Estações ao longo do oleoduto através do circuito de dados
4	RTU	Traduz o comando de volta para o sinal digital. Dirige o comando para o CLP certo
5	CLP	Envia comando ao módulo de saída
6	Interface de Saída	Realiza o comando
7	Bomba (dispositivo)	Começa a seqüência de partida
8	Instrumento	Lê mudanças no fluxo ou na operação da máquina
9	CLP	Realiza a aquisição automática de variáveis na interface de entrada e armazena os dados na tabela de entrada
10	CLP	Manipula os dados segundo os programas
11	RTU	Faz a interrogação de consulta ao CLP
12	CLP	Envia dados para a Estação de Controle e Supervisão (ESC) e para a mestre
13	RTU -Sistema de Satélite	Verifica mudanças e manda as informações para o computador central, através da CFE (Comunicação Front End) A RTU espera até ser consultada pelo computador central e em seguida traduz os dados para sinais analógicos e os manda para o computador central através da CFE
14	CFE	Traduz os dados de volta à forma digital e manda para o computador central
15	Computador central	O PCS no software SCADA atua sobre os dados. Envia as saídas para o console de operação no centro de controle
16	Operador	Utiliza as informações para a tomada de decisões

5. Dispositivos e Instrumentos

5.1. Introdução

Na última seção deste módulo, estudamos os dispositivos que são controlados e os instrumentos que monitoram as operações. Aqui, a nível de estação, são controladas as bombas e as válvulas do oleoduto. Ao mesmo tempo, os instrumentos do oleoduto estão monitorando a pressão da linha, a vazão, a tempertura e a densidade do produto na linha. Os dispositivos (equipamentos) e instrumentos a nível da estação do oleoduto recebem, portanto, seus comandos e enviam as informações das operações correntes para você.

5.2. Interfaces de Entrada/Saída

O sistema de entrada e saída fornece a conexão física entre o mundo externo, dispositivos e instrumentos de campo e o CLP. Cada interface E/S está ligada a um instrumento ou dispositivo no oleoduto. Os instrumentos podem incluir sensores de pressão, temperatura, medidores ou dispositivos de detecção, ao passo que os dispositivos são primordialmente as bombas e as válvulas.

A interface conecta os instrumentos e equipamentos ao CLP de forma que se ocorre uma mudança em um destes extremos, uma mudança correspondente ocorrerá também no outro extremo. Através do circuito de interface, o controlador é capaz de detectar, sentir, perceber e medir quantidades físicas concernentes a uma máquina ou um processo, tais como proximidade, posição, movimento, temperatura, pressão, corrente elétrica e tensão. A base dos estados ou valores correntes, do CLP emite diversos comandos que controlam dispositivos tais válvulas, motores e alarmes sonoros e visuais.

Existem diversos tipos de interfaces de E/S utilizadas nas aplicações para o oleoduto. As duas mais comuns são as relativas às variáveis discretas e variáveis analógicas que são descritas nesse módulo.

A do tipo discreto trata de dados ON/OFF ou do tipo de 1/0. Uma partida de um motor local através de uma botoeira e o acionamento de alarmes provenientes do campo, são exemplos de tipos discretos de entrada de um CLP.

A do tipo analógica é utilizada para aplicações que envolvem entradas analógicas. O sinal analógico proveniente de um transmissor de pressão de sucção seria um exemplo de um dispositivo de entrada analógica de um CLP.

5.3. Entradas/Saídas Discretas

A interface de entrada/saída discreta liga os equipamentos de campo que proporcionam entradas e saídas de tipo ON/OFF (1/0), conforme consta da tabela seguinte:

Tipo de Entrada	Tipo de Saída
Chaves	Alarmes
Botoeiras.	Partida de motor
Sensores fotoelétricos de detecção de incêndios	Sinais luminosos
Chaves/sensores de nível	Solenóides
Contatos de partida de motores	Algumas válvulas
Contatos de relé	Disjuntores e contactores

Se uma chave de entrada permanece fechada durante as operações, a interface de entrada detecta a tensão transmitida pelo circuito fechado pela chave, convertendo-a para um sinal de nível lógico para o CLP. Um valor 1 de lógica booleana indica ligado ou fechado, ao passo que um valor O de lógica indica desligado ou aberto.

Nas operações, as interfaces de saída chaveam a tensão de controle suprida que irá energizar ou desenergizar um dispositivo qualquer. Estando uma saída mudando para ON (mudando de 0 para 1) pelo programa de controle, a tensão de controle fornecida é ligada pelo circuito de interface de forma a ativar o dispositivo de saída endereçado. Esse princípio pode ser ilustrado por um circuito com um dispositivo eletromecânico simples de E/S(relé).

O circuito compõe-se de duas seções principais:

1. a seção de energia e
2. a seção de lógica.

As seções de energia e de lógica são quase sempre conectadas entre si ou acopladas por um circuito que as separa eletricamente. As duas chaves são interligadas através de um acoplamento que garante a estanqueidade ou isolamento elétrico entre ambas. Estando aberta uma chave, a outra tem que estar aberta também. De maneira semelhante, estando fechada uma chave, a outra também tem que estar fechada.

A tabela de saída de CLP teve o valor no endereço correspondente a essa interface E/S mudada de 0 para 1, isto é, de desligado para ligado. A seção de lógica do circuito reage a essa mudança, fechando a chave para que a condição física da chave se equipare com o valor na memória. Fechando-se a chave do lado da lógica, isso puxa a chave do lado de energia, que é conectado a ela. Isto faz fechar o circuito e permite que a energia passe da fonte de energia para o dispositivo, ligando-o.

Obs.: No entanto, as interfaces eletromecânicas de EIS de qualquer tipo como os relés estão ficando rapidamente obsoletas estando em conseqiiência sendo substituídas por modelos eletrônicos. O princípio operacional, contudo, permanece sendo o mesmo.

Para o caso das entradas que tem origem na instrumentação de campo, o processo é similar porém reverso do que ocorre para as saídas. Por exemplo, suponhamos que uma célula fotoelétrica detecte luz ultravioleta, isso mudaria a corrente elétrica no sensor e faria fechar uma chave (O efeito será gerado provavelmente utilizando-se um sistema de chaveamento magnético). Uma vez fechada a chave do lado de energia, puxaria a chave do lado de lógica que é fechada junto com ele. Na aquisição automática seguinte de variáveis, o CLP verificaria que o valor na tabela de saída para esse endereço é agora 1 ao invés de o. A programação atuaria de acordo com esses dados, gerando, provavelmente, alarmes.

5.4. Tipos de variáveis analógicas

As interfaces de E/S para variáveis analógicas, lidam com os dados analógicos de instrumentos tais como sensores de pressão, sensores de temperatura, detectores de gases combustíveis e sensores de vazão, de densidade, etc, O transdutor de pressão é um exemplo simples que demonstra o princípio de funcionamento das interfaces analógicas.

O estágio transdutor onde se situa o sensor de pressão, em um transmissor de pressão que está situado no campo conectado fisicamente à tubulação no ponto onde se que obter a pressão, reage às mudanças desta variável, produzindo uma série de valores brutos. Essas leituras não são úteis por si só. Elas passam através de um conjunto de circuitos destinados a linearização do sinal que faz a conversão dos mesmos enquadrando-os também em uma

escala apropriada à representação da pressão. O sinal elétrico padrão que é utilizado na transmissão destas leituras na saída do transmissor, é uma corrente elétrica de baixa intensidade situada na faixa de 4 a 20 mA, correspondendo 4 mA ao valor inferior da pressão calibrada no transmissor (menor pressão que o transmissor deve ler e transmitir) e 20 mA ao valor superior desta pressão (maior pressão que o transmissor deve ler e transmitir).

Cada divisão na escala de pressão corresponde a uma corrente elétrica diferente na faixa de 4 a 20 mA. Este sinal chegando na entrada correspondente do CLP será devidamente filtrado e condicionado sendo enviado a seguir para um estagio de conversão analógico para digital (ADC ou A/D). O valor digital obtido é então convertido para enquadrá-lo na faixa de valores de engenharia que enquadra o sinal gerado no transmissor. O seguinte exemplo ilustra a citada conversão.

Seja um transmissor calibrado para a faixa de pressão de 20 a 100 kg/cm^2. O valor correspondente a 4 mA deve corresponder a 20 kg/cm^2 e o valor de 20 mA a 100 kg/cm^2. Assim o valor convertido a um número binário depois do ADC deve

ser tratado de forma a se obter a conversão acima através da expressão:

Pressão = [(100-20)/(20-4) x (valor lido - 4)+20] kg/cm^2).

Para maiores informações sobre o escalonamento, veja o módulo CONTROLE DE ESTAÇÕES.

A partir da placa de E/S, as informações são transmitidas para o próximo ciclo de aquisição automática de variáveis no CLP. O controlador transmite então as informações para a ESC (Estação de Supervisão e Controle) local, se existente, e, para a mestre. As informações a respeito de mudança dos estados na estação do oleoduto, são também incluídas no pacote de informações da estação, obtidas no último cíclo de aquisição automática, que será enviado em seguida para o circuito de comunicações de dados.

Do circuito, os dados são recebidos pelo processador de comunicações (CFE).

O CFE transmite os dados para o console de operação apropriado na estação mestre onde o PCS exibe a mudança de pressão no vídeo para sua informação.

5.5. Dispositivos de Campo

São designados como dispositivos de campo os instrumentos e máquinas que transmitem informação e são controlados pelo SCADA. Os instrumentos e dispositivos representam um nível mais baixo nessa representação da hierarquia PCS SCADA.

Os instrumentos são os olhos e ouvidos do sistema SCADA, medindo as variáveis que traduzem as condIções no oleoduto, e transmitindo os dados para o operador no centro de controle através de toda a hierarquia SCADA. Os instrumentos incluem transmissores de pressão, transmissores de vazão e volume, dispositivos de detecção de incêndio e de gases combustíveis, densímetros, termômetros, medidores de nível e temperatura de tanques,

Os chamados dispositivos são as máquinas que impactam fisicamente sobre o fluxo dos líquidos pelo oleoduto, sendo os principais as unidades de bomba e as válvulas. Quando você usa as informações recebidas dos instrumentos para tomar decisões a respeito da modificação do fluxo pelo oleoduto, realiza essas modificações mudando a situação dos dispositivos -ligando ou desligando bombas ou abrindo, fechando ou estrangulando válvulas.

Constam dos módulos **Medições e Armazenamento** e **Sistema de controle e instrumentação** mais informações sobre a instrumentação das estações da bomba.

6. Conclusão

Bem, tendo chegado até este ponto você teve a oportunidade de conhecer todas as partes integrantes e o mundo de operação de um sistema SCADA (ou PCS/SCADA). Começou com você, o operador do centro de controle. Existem numerosos processadores, monitores, controladores e dispositivos no meio do sistema. O software e os programas nos controladores, processadores e computadores são projetados para cumprir seus pedidos e comandos. No final da hierarquia do PCS, os dispositivos que você está controlando são todos monitorados por instrumentos que informam a situação do sistema para você no seu console de operação. Quando você passa a conhecer e compreender a forma como funcionam todos os componentes alinhados para implementar os seus controles, você poderá interpretar rápida e eficientemente as informações que recebe. Você poderá também, a partir das informações detalhadas que lhe chegam do sistema SCADA, emitir comandos tirando proveito das folgas identificadas no sistema do oleoduto, levando então a uma operação, otimizada do sistema.

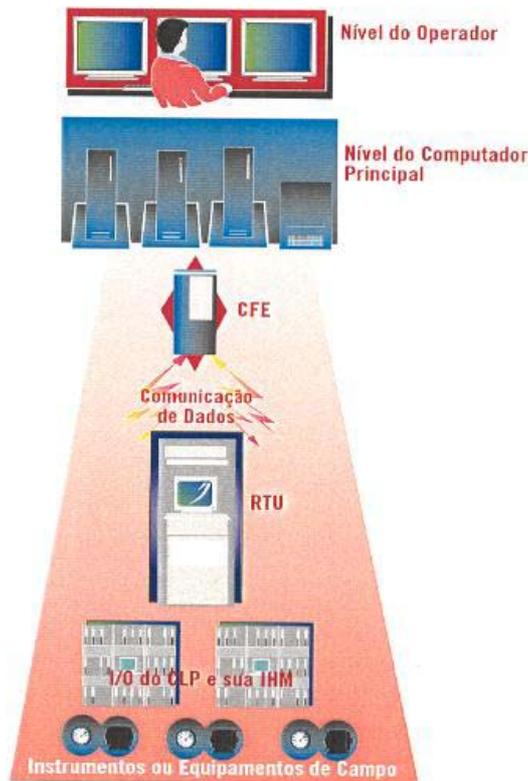
O SCADA trabalha para o operador!

Sumário

Fig. 41. Sistema PCS SCADA

Conceitos

- O sistema SCADA (Sistema de Controle Supervisório e de Aquisição de Dados) coleta dados e fornece o controle remoto de equipamentos dentro do sistema de oleodutos.
- O SCADA é hierárquico. Isto significa que o mesmo consiste de um série de subsistemas interligados e ordenados segundo diferentes categorias
- A hierarquia SCADA tem sete níveis. De cima para baixo:
    1. Operador no console de operação,
    2. Computadores interligados em rede local na estação mestre que constituem o denominado computador central ou Host
    3. Processador de Comunicações ou CFE,
    4. Subsistema de Comunicações de Dados,
    5. Se existente, RTU ,
    6. Controlador de Lógica Programável "CLP" com módulos associados e,
    7. Dispositivos de Campo Controlados ou Instrumentação Monitorada.
- .O SCADA faz uso de uma interface gráfica para o usuário (ou GUI), através da qual os operadores interagem com o oleoduto através de telas gráficas coloridas e do mouse

Computador Central ou Host :

- Os comandos enviados através do PCS são validados pelo sistema antes de entrarem no circuito de dados de forma a garantir que somente operadores autorizados possam enviar comandos.
- Relacionamos abaixo as principais funções e/ou componentes de um software SCADA.
    1) Sistema de aquisição automática de variáveis que reúne dados de campo enviados pelos CLPs ou RTUs.

2) Base de dados que atua como um sistema de arquivamento para entrada e saída de dados.
3) Módulo de cálculo que avalia os dados brutos e os converte a dados processados, compara valores correntes e valores anteriores e interpreta os dados para tomada de decisões.
4) Gerenciador de eventos que rastreia as mudanças que ocorrem em tempo real e inicia ações pré-programadas em resposta às condições presentes.
5) Relógio que centraliza todas as funções relacionadas com o tempo e desencadeia ações programadas em particular.
6) Sistema de alarmes que manda alarmes e mensagens de advertência para o console do operador, quando acionado pelo módulo de cálculo, chamando a atenção do operador para a existência de condições que podem afetar a segurança na operação do oleoduto.
7) Os gráficos de tendências permitem aos usuários do sistema visualizarem e interpretarem os dados históricos relacionados com dispositivos ou instrumentos de campo.
8) Módulo de geração de relatórios que permite ao PCS a geração de documentos impressos baseados nas condições correntes ou no histórico do oleoduto.

Rede de Comunicações

- Um circuito de dados controlado pelo processador de comunicações (CFE) é utilizado para a comunicação da estação mestre com todas as outras estações ao longo dos oleoduto.
- O CFE é um computador independente cuja única finalidade é controlar o fluxo de dados nos circuitos de dados.
- Cada CLP ou RTU das estações do oleoduto monitora todos os dados presentes nesta estação.Os dados que são relativos a um dado equipamento são "endereçados" ao CLP ou RTU que os controla.
- No sistema de comunicação por satélite é usado um protocolo que permite a transmissão tão logo a estação minimestre ou secundária necessite fazê-la evitando-se assim o protocolo tipo mestre escravo normalmente adotado em outras meios (neste protocolo a estação só transmite quando solicitada pela mestre. Isto é feito por dois motivos a saber:
  1) um retardamento de 1.5 segundos inerente a este tipo de comunicação, pode acarretar graves demoras quando adotado o protocolo mestre escravo
  2) Qualquer estação ao longo do oleoduto em qualquer local, pode transmitir informações ao computador central a qualquer momento.
- A transmissão por exceção é utilizada com a comunicação por satélite. Nesta, para o caso de variáveis analógicas ,a transmissão só ocorrerá quando o valor a informar tiver sido alterado além de um determinado valor sobre o último dado enviado. Para o caso de variáveis de estado a transmissão ocorrerá se o estado presente for diferente do último informado. Este método economiza tempo porque:
  1) a estação não precisa esperar para que o computador central transmita um pedido "queira transmitir informações"
  2) vale-se da capacidade do sistema de satélite de transportar mensagens múltiplas ao mesmo tempo.
- Na transmissão por exceção, cada estação envia um relatório completo de dados com a transmissão completa de todos os valores destes de cinco em cinco minutos para o computador central, que assim pode verificar que não foram omitidas quaisquer mudanças. Consolidando-se um valor perdido, verificar o registro de todos os dados é a única maneira de se encontrar o erro.

Nível do CLP ou Unidade Remota

O CLP e a RTU reúnem dados do campo, fazem algumas manipulações

preliminares antes de enviarem e os enviam para o computador central. Quando existente, a RTU envia os dados recebidos do computador central para o CLP correspondente.

Nível do CLP

- O CLP é um computador especializado projetado para:
  1) controlar as bombas e válvulas,
  2) reunir dados operacionais brutos dos instrumentos e,
  3) retransmitir os dados para a ESC e a estação mestre ou, ainda, à RTU quando esta existir
- O programador utiliza um microcomputador ou um terminal especializado para dar entrada em novos programas no CLP.
- As finalidades principais da unidade central de processamento ou CPU dos CLPs, são:
  1) ler entradas
  2) executar os programas carregados em sua memória
  3) atualizar suas saídas de acordo com o resultado do processamento das entradas.
- As três etapas do cíclo de aquisição automática de variáveis do CLP são:
  1) Leitura de entradas
  2) Execução de programas e
  3) Atualização das saídas
- O sistema operacional do CLP é um conjunto de programas residentes, armazenados em memória permanente, que fiscalizam atividades no mesmo.
- Os fluxogramas representam a lógica de programação com símbolos, flechas e linguagem comum.
- Os diagramas de linguagem LADDER são utilizados para a programação do CLP porque baseiam-se na simbologia adotada nos diagramas elétricos de controle, onde se pode com facilidade visualizar se uma condição lógica qualquer simbolizada por uma bobina é falsa(bobina desenergizada) ou verdadeira (bobina energizada) através da verificação da condição de continuidade elétrica da linha formada por uma associação qualquer de contatos de relés que traduzem esta condição lógica.

Interface E/S

O sistema E/S proporciona conexão física entre o mundo externo (dispositivo de campo e instrumentos) e a CPU (Central Processing Unit) do CLP.

2. Critérios básicos para confecção de telas do SCADA

2. 1. Objetivo

Estabelecer diretrizes básicas e critérios para configuração e construção de telas dos Sistemas de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados (SCADA) do DTNEST. O documento é estruturado do seguinte modo:

1. Mecanismos de navegação no sistema
2. Telas básicas, com definição de *Base Line* (mascara e botões padrão)
3. Típicos de sub-janelas para comando de equipamentos
4. Telas para acompanhamento das operações
5. Telas para acompanhamento das comunicações
6. Telas para arquitetura do sistema e configuração dos CLPs
7. Gráficos de tendências (*trend recorder*)
8. Simbologia a ser adotada para representação de instrumentos, equipamentos, linhas e acessórios

2.2. Desenvolvimento

Filosofia geral

As telas devem ser simples e com informações que contemplem a **origem** e o **destino**. Devem ser usados recursos de janelas *pop-up* para permitir que dentro de uma tela com informações gerais de uma determinada região ou operação (macro), se abra uma janela com informações mais detalhadas (micro)

Conjuntos de telas ou contextos de informações

O sistema deve conter os seguintes conjuntos de telas ou contextos de informações:

1. **Telas operacionais**, voltadas para a ação de supervisão e comando das instalações e do processo (malha de controle, estocagem, alinhamento operacional, *city gates*, proteção catódica do duto, gráficos de tendências)
2. **Telas informativas**, voltadas para a passagem de informações, como programação operacional, relatórios, procedimentos operacionais, informações dos pontos analógicos, informações da estocagem.
3. **Telas para introdução de dados**, via teclado ou mouse, para o sistema supervisório, como dados de análise do laboratório, sistema de manutenção, medição de gás.
4. **Telas de suporte da supervisão**, **controle e gerenciamento do sistema**, permitindo a visualização da arquitetura e configuração atual do sistema supervisório, sumario da comunicação do sistema, visualização da configuração dos CLPs, telas para configuração da base de dados que possibilitem a inclusão ou retirada de pontos em manutenção ou ainda a alteração dos parâmetros destes pontos, telas de diagnósticos do sistema.
5. **Telas de supervisão de sistema**, como computador de vazão (FQI), análise de cromatógrafo, telas de diagnósticos de equipamentos de campo, estação de medição de vazão, sistema de telemedição, sistema de telecomandos de válvulas.

Não são aceitas atuações de equipamentos ou sub-sistemas com uma

única intervenção na tela, ou seja, todo comando do operador para atuar equipamentos deve ter uma confirmação ou cancelamento da ação. Por exemplo, para ligar uma bomba, o operador deve clicar no ícone ou botão de acionamento correspondente e depois deve clicar em uma janela de pop-up que aparece, para confirmar (ou cancelar) o acionamento.

2.3. Navegação de telas

Estrutura de navegação

O sistema deve ser estrutura para ter mais de um modo de navegação, de acordo com os seguintes critérios:

1. **Navegação seqüencial**: mostra tela a tela de um conjunto de telas que compõem um determinado contexto. Esta navegação deve ser feita através de ícone padrão ou de elemento do contexto da informação, botão de rolagem de telas ou réguas de botões.
   1.1. **Navegação seqüencial horizontal**: mostra uma seqüência de telas desde a origem para o destino ou do destino para a origem de cada sistema, de forma horizontal, conforme a figura:

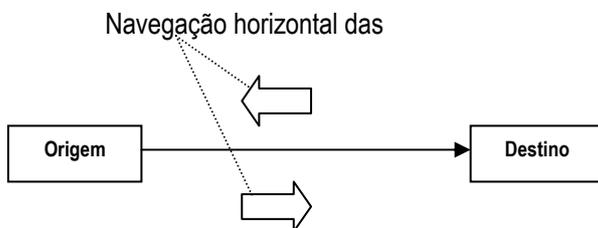



Fig. 5.5. Navegação horizontal das telas

   1.1. **Navegação seqüencial vertical**: mostra uma seqüência de telas desde a tela principal do sistema e as sub-telas pertencentes ao mesmo sistema, de forma horizontal, conforme a figura:

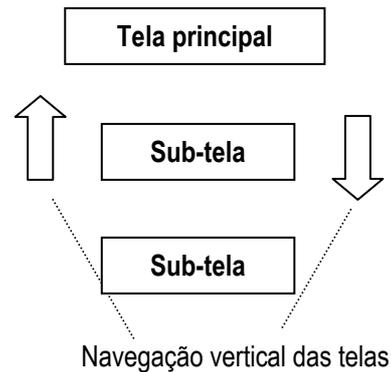



Fig.5.6. Navegação vertical das telas

   1.2. **Navegação rápida**: deve ser implementada através de botões, para ir de uma tela a outra, pertencente a um contexto de informação, sem passar de forma seqüencial por outras telas intermediárias do sistema.
   1.3. Navegação automática: deve ser considerada quando existir alarmes críticos que necessitem de intervenção imediata do operador, de modo que basta o reconhecimento do alarme pelo operador ou um click em um ícone específico para que a tela correspondente do alarme seja automaticamente mostrada no monitor.

Mecanismos de navegação

Os mecanismos básicos de navegação são os seguintes:

1. Há botões de navegação que aparecem sempre em locais ou campos predeterminados da tela, facilitando sua localização e aplicação.
2. Régua de botões localizada na parte inferior do monitor, onde o operador pode selecionar o sistema que deseja visualizar ou atuar.
3. Planta geral da área, onde o operador pode abrir telas que mostrem os sistemas desejados apenas clicando sobre o ponto em

questão, através de um campo sensível.
4. Quando um sistema tiver mais de uma tela, a configuração deve permitir o desencadeamento das diversas telas, podendo avançar ou retornar as diversas telas com facilidade através de ícones.
5. Tela do Menu Principal, que permite acessar qualquer sistema a partir dos botões da tela.

2.4. Definições das telas

Lay out básico

As telas do sistema SCADA devem ser construídas basicamente com o seguinte lay out:

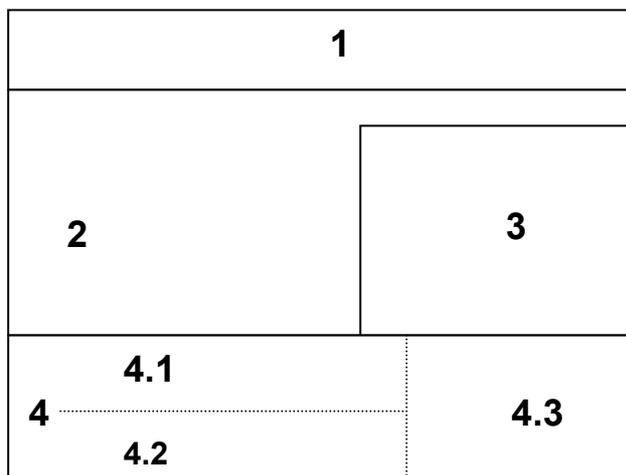



Fig. 5.7. Lay out básico da tela do monitor

Região 1 – local onde são apresentados: o **logotipo** da Petrobras, o **nome da tela**, **data/hora**, o **nome do usuário** que está logado no sistema, **condições dos meios de comunicação** (p. ex., VSTA, INMARSAT e LTD), ícones para navegação de telas.

Região 2– local onde são apresentadas as **telas principais** que permitem a visualização, controle e entrada de dados para o sistema. A **Região 3**, quando utilizada, aparece superposta à região 2.

Região 4: região onde preferencialmente são mostradas as **janelas pop-up**. Porém, as janelas pop-up também podem aparecer na região 2, desde que não haja o encobrimento de região ou objeto de interesse ao operador naquela situação. Esta região 4 é subdividida em três áreas:

Região 4.1: apresenta a janela de **botões de acesso** do sistema, que deve estar sempre visível e localizada na parte superior esquerda da região 4 Cada botão pode também chamar outras réguas de botões ou janelas dentro do contexto relativo às instalações de cada ponto operacional

Região 4.2. apresenta a janela de alarmes, que deve estar sempre visível e localizada no rodapé esquerdo desta região, onde devem estar mostrados os últimos quatro alarmes de maior prioridade (reconhecidos ou não, em ordem cronológica). Esta janela deve conter também dois botões no lado direito:

1. Botão de reconhecimento de todos os alarmes
2. Botão de rolagem das linhas de alarmes correntes, para visualizar a descrição dos alarmes, além dos quatros últimos.

Região 4.3: apresenta a janela de botões da Estação de Supervisão e Controle (ESC) que deve estar sempre visível, com os botões de função e janelas funcionais do sistema SCADA, como, por exemplo:

1. impressão de telas
2. sumario de eventos e alarmes
3. relatórios
4. log-on e log-off dos operadores
5. arquitetura do sistema
6. rede de comunicação dos CLPs
7. tela dos meios de comunicação
8. estados dos computadores principal e reserva (stand-by).

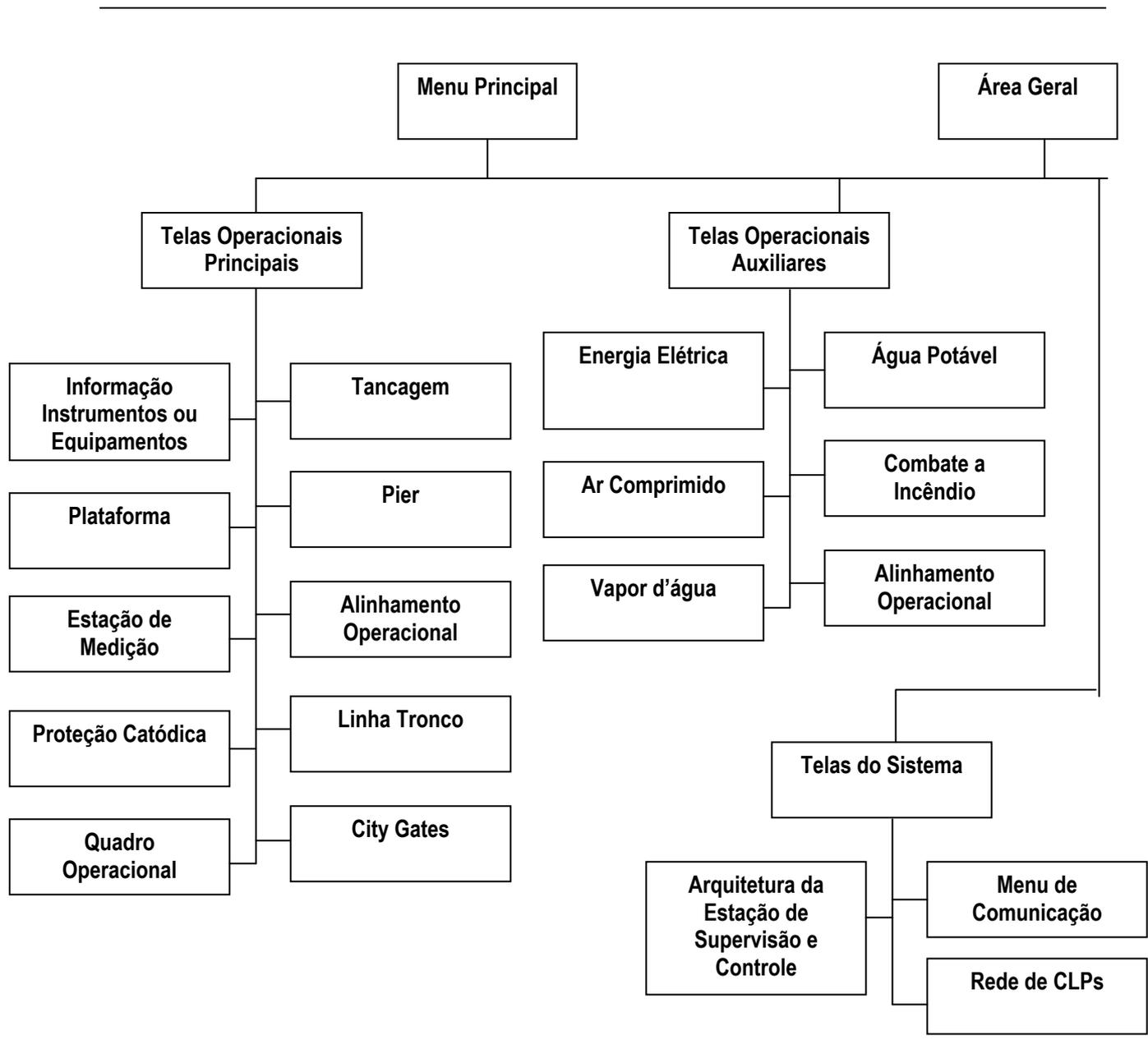



Fig. 5.8. Principais telas do sistema

Telas Básicas

O programa aplicativo de supervisão (e.g., Oasys ou Fix D Max) deve apresentar um conjunto mínimo de telas para permitir a monitoração e comando das operações previstas, oferecendo segurança, rapidez e várias formas de navegação.

A cor de fundo (background) das telas é preta. Para as janelas de comando, janelas pop-up, sub-telas, gráficos de tendência, a cor de fundo é cinza ou qualquer outra cor neutra diferente de preta.

As principais telas são mostradas na arvore da Fig. 4.

Janela de comandos de bomba

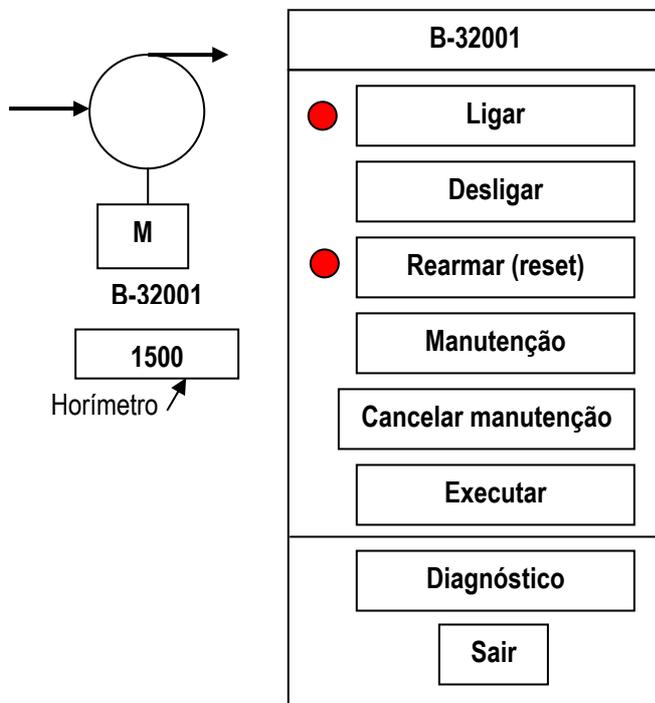



Fig. 5.9 Janela de comandos da bomba

Observações:

1. Um click sobre uma bomba em manutenção implica no aparecimento de uma janela pop-up apresentando a mensagem de manutenção e a indicação da principal causa (dado entrado pelo operador via teclado).
2. Deve ser apresentado horímetro na bomba para o operador fazer melhor acompanhamento na utilização da bomba e para futura disponibilidade para manutenção. O rearme (reset) do horímetro só pode ser realizado por operador com senha apropriada.
3. A condição de bomba em manutenção não permite efetuar o comando de ligar a bomba.

Válvula motorizada

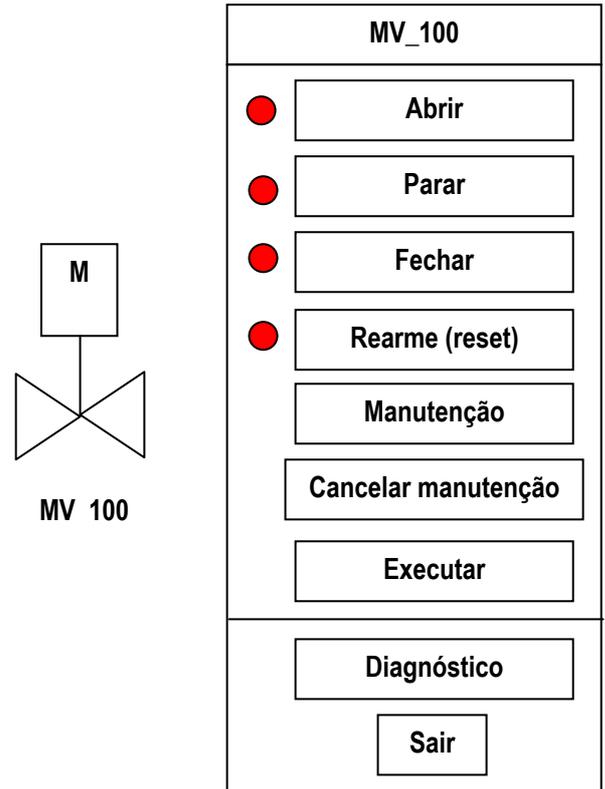



Fig. 5.10. Janela de comandos de uma válvula motorizada

Observações:

1. Um click sobre uma válvula motorizada em manutenção implica no aparecimento de uma janela pop-up apresentando a mensagem de manutenção e a indicação da principal causa (dado entrado pelo operador via teclado).
2. A condição de válvula motorizada em manutenção não permite efetuar o comando de abrir ou fechar a válvula.

Tela de quadro operacional

Na tela de Quadro Operacional são apresentados os parâmetros como as variáveis referentes aos tanques e esferas, como pressão, nível, temperatura, densidade, vazão, densidade, estoque disponível (innage), espaço disponível (ullage), valores totais de volume por produto, operado do tanque ou esfera. Desta tela, o operador pode acessar também outras telas mais detalhadas, através de botões, tais como: diagnóstico da telemedição, parada do tanque, informações operacionais, gráficos de tendência de cada tanque ou esfera.

Tela de Gráfico de Tendência

As cores das variáveis que serão plotadas nos gráficos de tendência são as mostradas na Tab. 1, que está de conformidade com a norma Petrobras NDT-03. Caso alguma cor não esteja definida na norma, a Petrobras a definirá.

Tab. 1. Cores das variáveis de processo

Variável	Cor
Nível de liquido	Bege
Temperatura	Amarelo
Pressão	Branco
Densidade	Verde
Vazão	Azul

As telas de tendência contêm a representação, em forma de gráfico, de uma série de valores de uma mesma variável, durante determinado intervalo de tempo.

As telas de tendência apresentam, no mínimo, quatro variáveis simultaneamente, permitindo ajustes nas escalas de tempo, valores da variável e cores de cada linha.

Nas telas de tendência de tempo real, o gráfico passa a ser construído a partir do momento em que a variável é selecionada, salvando um novo valor a cada segundo.

Nas telas de tendência de tipo histórico, o gráfico passa a ser construído a partir dos recuperados da variável de arquivos de dados históricos.

Para a apresentação em uma tela de tendência de tempo real, a variável não precisa receber nenhuma identificação especial durante a configuração, podendo o operador selecionar qualquer variável da base de dados.

Na tela de tendência histórica, é possível a navegação na escala de tempo, com abrangência de intervalo de tempo selecionável.

A apresentação de dados nas telas de tendência deve caracterizar os períodos em que não tenham sido armazenados dados.

As janelas gráficas devem permitir a ampliação ou diminuição da tela e deslocamento da imagem.

Os valores numéricos de variáveis analógicas (e.g, nível, temperatura) podem ser apresentados na tela, de acordo com a configuração através de algarismos ou representação gráfica proporcional ao valor da variável..

Os valores de estado de variáveis binárias (e.g., bomba ligada ou desligada) podem ser apresentados na tela de acordo com a configuração, através de mensagens associadas ao estado ou através de código de cores.

Tela do Controlador PID

A tela do controlador deve mostrar os botões de determinação (do ponto de ajuste, valor de saída e parâmetros de configuração), indicação dos valores da variável (PV), ponto de ajuste (SP), valor da saída (VM) e gráfico de tendência.

Os parâmetros de sintonia dos valores de ganho, tempo integral e tempo derivativo só podem ser alterados por operador com senha apropriada.

Tela de monitoração da comunicação

A tela de monitoração da comunicação contém a situação atual e as estatísticas correspondentes às atividades de comunicação dos diversos sistemas (VSAT, Telefone, Radio, Moddem).

Tela de Relatório Operacional

A tela mostra na estação de operação o relatório a ser impresso.

2.5. Simbologia

Normas aplicáveis

Os símbolos dos instrumentos e linhas de processo devem estar de conformidade com as normas (ISA S5.1, S5.3) ou as normas da Petrobras.

As seguintes normas Petrobras estão relacionadas:

Tab. 2. Normas da Petrobras

NTD-3	Telas do SCADA – Padronização
N-58	Símbolos gráficos para fluxogramas de processo e engenharia
N-898	Símbolos gráficos e designações para esquemas elétricos
N-901	Identificação e símbolos para instrumentos
N-4	Uso da cor em instalações terrestres

A norma ABNT NBR-6493: Emprego de cores fundamentais para tubulações industriais, também deve ser seguida.

Representação de equipamentos mecânicos

Devem ser adotados os símbolos constantes dos anexos da norma N-58: *Símbolos gráficos para fluxogramas de processo e engenharia*.

Os diferentes tipos de acionadores devem ser simbolizados de modos distintos, ou seja, tem-se motor elétrico, motor a combustão interna.

Os diversos tipos de tanques de armazenamento (cilíndrico, esférico) e os diferentes tipos de vasos de pressão devem ser representados de modos diferentes.

Representação de linhas e acessórios

Os acessórios de linha devem ser simbolizados conforme os anexos da N-58. As linhas e tubulações de processo devem estar de conformidade com a NDT-03.

As válvulas com diferentes funções (bloqueio, retenção, controle), diferentes atuadores (pneumático, solenóide, motorizadas, manuais) devem ser representadas de modos diferentes nas telas. Devem ser seguidas as normas N-58 e NDT-03.

Representação de equipamentos elétricos

Os equipamentos elétricos devem seguir os símbolos recomendados na N-898.

Representação de instrumentos

Os instrumentos devem seguir os símbolos recomendados na N-901.

Condições gerais

Os símbolos devem ser representados sempre obedecendo a uma proporcionalidade de dimensões.

As válvulas de controle devem possuir um pequeno quadro com a percentagem (%) de abertura próximo ao seu símbolo. Quando se clica sobre um símbolo de válvula de controle, deve aparecer uma sub-tela mostrando a malha de controle correspondente.

Os equipamentos com opção de operação Local/Remota devem seguir a NDT-03, ou seja, seguir a Tab. 3:

Tab. 3. Status Remoto/Local e cores

Estado	Nome	Cor
Local	L	Vermelho
Remoto	R	Cor de fundo

As linhas representadas nas telas não devem se cruzar, sendo as linhas verticais interrompidas nos cruzamentos.

As linhas que representam as tubulações devem possuir sentido de fluxo.

Os pontos analógicos após retornados à condição normal depois de uma condição de alarme, não devem alarmar para o operador. A volta para a condição normal é configuração somente para evento.

Os pontos binários após retornados à condição normal depois de uma condição de alarme, devem alarmar para o operador.

O tag representado nas telas deve adotar o mesmo padrão da lista de pontos de entrada e saída do CLP. Exemplo: PT_001, TT_002, FT_003. Os valores devem ser representados do seguinte modo:

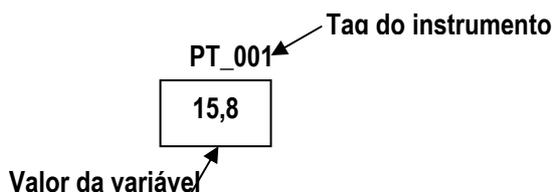



Fig. 5.11. Indicação da variável e tag do instrumento

As cores dos valores do ponto analógico e ponto binário devem representar a

condição de alarme ou normal da variável, conforme a definição da Tab. 4.

Tab. 4. Condição e cor do ponto analógico ou binário

Condição	Cor do ponto
Alarme muito alto (HH)	Violeta
Alarme alto (H)	Vermelho
Normal	Verde
Alarme baixo (L)	Vermelho
Alarme muito baixo (LL)	Violeta

As casas decimais dos valores das variáveis devem estar de conformidade com a Tab. 5.

Tab. 5. Variáveis e número de casas decimais

Variável	Unidade	Casal	Na tela
Pressão	kgf/cm^2	1	XXX.X
Temperatura	^{O}C	1	XXX.x
Vazão	m^3/h	0	XXXX
Volume	m^3	0	XXXX
Tensão	V	0	XXX
Corrente	A	0	XXX
Tubo-solo	V	1	XX.X
Densidade	g/cm^3	3	X.XXX

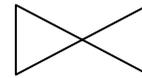
As válvulas manuais quando não incluídas no SCADA, se forem representadas na tela, devem ter seu interior preenchido com a cor branca, conforme abaixo.

HV_001

Fig. 5.12. Representação de uma válvula manual não do SCADA

Quando o operador clica sobre o tag de um ponto analógico (e.g., pressão, temperatura, vazão, nível), aparece uma tela com as seguintes informações do ponto:

Fig. 5.13. Click sobre um ponto analógico

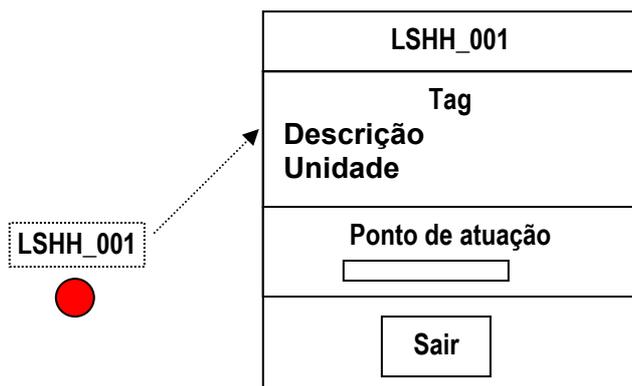



Fig. 5.14. Click sobre um ponto binário

3. Telemetria

3.1. Introdução

As indústrias de óleo, água, gás são caracterizadas por sistemas complexos de distribuição envolvendo a transferência de fluidos ao longo de tubulações que interligam áreas de produção, armazenagem e consumo. Estes sistemas também incluem vários itens de equipamento ou planta, como estações de bombeamento, compressores, tanques de armazenagem, cada um com variáveis medidas associadas. Estes dispositivos geralmente estão distantes vários kilômetros entre si, em áreas remotas. É essencial para a supervisão eficiente e efetiva destes sistemas de distribuição que todos os dados de medição sejam transmitidos para uma sala de controle central. Para se fazer isso, é necessário um sistema de **telemetria**. O sistema usualmente consiste de várias estações satélites interligadas a uma estação central principal. O sistema de telemetria deve ser capaz de transmitir grandes quantidades de informação nos dois sentidos: da estação satélite para a estação central e da central para os vários satélites. A transmissão é feita através de grandes distancias, na presença de interferência externa e ruídos.

3.2. Conceito

Telemetria é a transmissão da informação de medição para locais remotos por meio de fios, ondas de rádio, linhas telefônicas ou outros meios. Telemetria é o sistema completo de medição, transmissão e recepção para indicar ou registrar uma quantidade à distância. Telemetria é também chamada de **medição remota**.

Dentro da instrumentação há geralmente a necessidade da telemetria, para transmitir dados ou informação entre dois locais separados geograficamente. A transmissão pode ser requerida para possibilitar a aquisição de dados supervisória centralizada, processamento de sinal ou controle a ser exercido em sistemas espalhados e separados por grandes distâncias. As principais aplicações de telemetria incluem: complexos petroquímicos, casa de força e distribuição de energia, distribuição de água ou de gás em cidades, adutora de água, armazenamento e distribuição de óleo e gás natural nas áreas de produção Embora não seja de interesse deste trabalho, a telemetria se aplica também a sistemas remotos ou inacessíveis, tais como satélite, exploração espacial e marítima.

Há quem considere telemetria a transmissão convencional, pneumática ou eletrônica da instrumentação. Nestas aplicações, os valores das variáveis de processo (pressão, temperatura, vazão, nível e análise) são convertidos nos sinais padrão, pneumático de 20 a 100 kPa (3 a 15 psi) ou eletrônico de 4 a 20 mA cc.

A transmissão pneumática pode ser feita até distâncias de 300 metros, em tubos plásticos ou metálicos de diâmetro externo de 6,35 ou 9,5 mm. A distância é limitada pela velocidade da resposta, que quadruplica quando se dobra a distância. A transmissão eletrônica pode ser feita até distancias de 3 km, em fios trançados comuns de 14 AWG. Não há limitação técnica da distância, pois o sinal de corrente não é atenuado ao longo da linha, porém há uma limitação prática da fiação física.

O avanço da telemetria ocorre na instrumentação usando técnicas de rádio

freqüência, microondas ou fibras ópticas. Os canais de comunicação usados incluem linhas de transmissão empregando dois ou mais condutores que podem ser fios trançados, cabos coaxiais ou linha telefônica ligando fisicamente os dois pontos (transmissão e recepção). Os links de microondas permitem a comunicação de dados por modulação de uma rádio freqüência ou portadora de microondas e os dois pontos não são ligados fisicamente mas a informação é transportada no ar. Nos links ópticos, a informação é transmitida como uma modulação da luz através de um cabo de fibra óptica.

3.3. Telemetria e aquisição de dados

Um sistema de aquisição de dados pode incorporar um subsistema de telemetria, para a comunicação remota entre estações. Este sistema completo inclui.

1. Na entrada do sistema estão as variáveis do processo que são medidas pelos sensores.
2. Os sinais são condicionadas na forma de amplificação, filtro, padronização, linearização ou qualquer outra função para normalizar as saídas dos diferentes sensores e restringir suas larguras de faixa de modo que sejam compatíveis com os canais de comunicação. Os sistemas de transmissão até o multiplexador podem empregar tensão, corrente, posição, pulso ou freqüência para levar os dados digitais ou analógicos.
3. Os sinais são agora multiplexados, ou no tempo ou na freqüência, de modo que todos sejam transmitidos no mesmo canal, um por vez, de modo ordenado e correto.
4. Os sinais multiplexados são transmitidos do transmissor para o receptor remoto, através de uma onda portadora de rádio freqüência (RF), modulada por amplitude, freqüência ou fase. A transmissão pode alternativamente ser feita por cabo coaxial, cabo de fibra óptica ou por linha telefônica.
5. Assim que os dados chegam no receptor, um a um, eles são demultiplexados, ou sejam, todos os sinais passam a existir simultaneamente e podem ser mostrados ou analisados na estação final.

3.4. Canais de Comunicação

Linhas de transmissão

As linhas de transmissão são usadas para guiar ondas eletromagnéticas e em instrumentação elas comumente tomam a forma de par de fios trançados, cabo coaxial ou linha de telefone. Nas linhas de transmissão é importante saber e especificar os parâmetros primários de

1. resistência,
2. condutância de vazamento,
3. indutância e capacitância distribuídas.

As linhas de transmissão são caracterizadas por três parâmetros secundários:

1. impedância, Z_o
2. atenuação, α, por unidade de comprimento da linha, expressa em dB/m.
3. deslocamento de fase, β, que é medido em rd/m.

Par trançado

O par trançado são dois fios de cobre ou alumínio revestidos de plástico isolante. O trançamento reduz o efeito da interferência acoplada indutivamente. Valores típicos dos parâmetros primários para par trançado de fio AWG 22 são:

Parâmetro	Valor típico
R	100 Ω /km
L	1 mH/km
G	10-5 S/km
C	0,05 μF/km

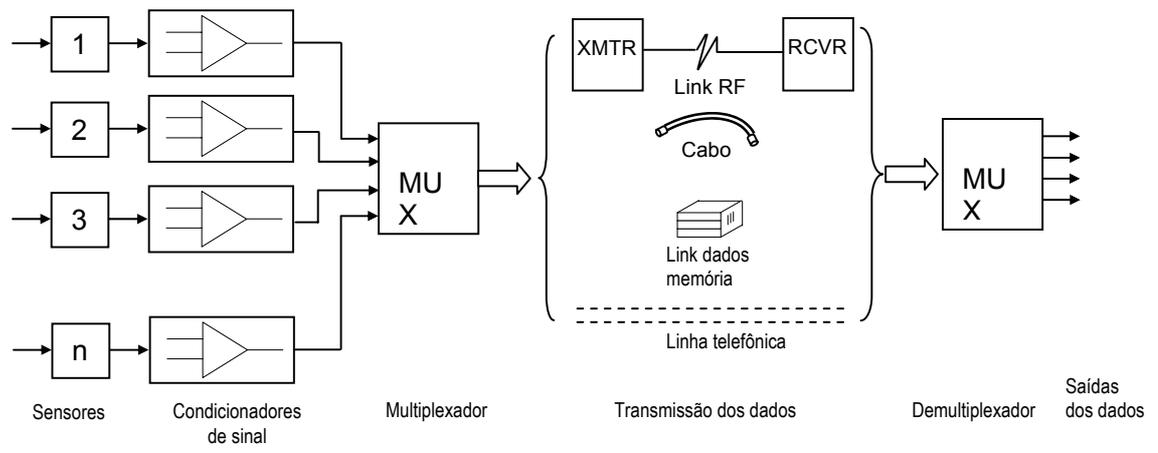



Fig. 5.15 Sistema de telemetria

Em altas freqüências, a impedância característica da linha é aproximadamente 140 Ω. Valores típicos de atenuação do par trançado:

3,4 db/km	100 kHz
14 db/km	1MHz
39 db/km	10 MHz

A limitação de alta freqüência para o uso do par trançado é de 1 MHz, não por causa da atenuação mas por causa da interferência (*crosstalk*) causada pelo acoplamento capacitivo entre os pares trançados no cabo.

Cabo coaxial

O cabo coaxial consiste de um núcleo central condutor rodeado por um material dielétrico que pode ser politeno ou ar. O condutor externo é usualmente coberto de um revestimento isolante. A perda em altas freqüências no cabo coaxial é devida ao efeito pele (*skin effect*), que força a corrente no núcleo central fluir próxima de sua superfície e assim aumenta a resistência do condutor. Tais cabos tem uma impedância característica entre 50 e 75 Ω. A atenuação típica de um cabo coaxial com diâmetro de 0,6 cm é

8 dB/100 m	100 MHz
25 dB/100 m	1 GHz.

Cabo telefônico

Cabos telefônicos consistem de vários pares de condutores trançados. Os condutores são isolados com papel ou polietileno, o trançamento sendo usado para reduzir a interferência entre pares condutores adjacentes. O conjunto dos pares trançados é blindado com plástico e o cabo inteiro é revestido de fio ou fita de aço para ter alta resistência mecânica. Finalmente, há um revestimento de plástico externo. Em freqüências de áudio, a impedância do cabo é dominada por sua capacitância e resistência. Isto resulta em uma atenuação que depende da freqüência e também da distorção de atraso de fase, desde que sinais de diferentes freqüências não são transmitidos no cabo com a mesma velocidade. Assim, um pulso propagado através do cabo resulta em um sinal que não é apenas atenuado (importante em comunicação de voz e analógica) mas que é também distorcido em fase (importante em transmissão de sinal digital). O grau de distorção de atraso de fase é medido pelo atraso do grupo $d\beta/d\omega$. A largura da banda dos cabos telefônicos é restrita em baixas freqüências pelo uso de amplificação ca em estações repetidoras usadas para reforçar o sinal ao longo da linha. Para melhorar a resposta da amplitude em alta freqüência, colocam-se indutâncias discretas para corrigir a característica de atenuação da linha, que aumentam a distorção do atraso de fase e a atenuação em alta freqüência. A banda de freqüência usável da linha telefônica é entre 300 Hz e 3 kHz.

Para transmitir a informação digital de modo confiável, o equipamento de transmissão deve ter uma perda da transmissão menor que 30 dB, uma largura de banda limitada causada por uma perda de transmissão que varia com a freqüência, variações de atraso de grupo com a freqüência, ecos causados pelo descasamento das impedâncias e interferência híbrida e ruído causado pelo chaveamento e picos de tensão. Assim, pode se perceber que a natureza da linha telefônica causa problemas particulares na transmissão de dados digitais. Equipamentos como modems são usados para transmitir dados digitais ao longo das linhas telefônicas.

3.5. Modem

Modem é um circuito eletrônico que possui duas funções (modular e demodular) em um único invólucro:

1. recebe vários sinais na entrada e faz um tratamento individual para cada sinal
2. depois de tratados, envia todos estes sinais de volta, um a um.

Modem Bell 103

Os primeiros dispositivos de eletrônica, o telégrafo e o teletipo, comunicavam-se entre si trocando sinais de pulsos de corrente contínua, através de fios compridos. Os computadores e terminais modernos ainda utilizam uma versão aperfeiçoada desta técnica, como a definida pela norma RS 232 C. Os

telefones, por outro lado, comunicam-se passando um sinal analógico de áudio através da linha. A intensidade e freqüência do sinal dependem do volume do tom da mensagem transmitida. A diferença básica entre a rede telefônica é que ela transporta informação de voz (áudio ou alternada) e a rede de computadores pode utilizar sinais de corrente contínua. A partir da necessidade de conectar computadores nas linhas telefônicas já existentes, levou a AT&T desenvolver o modem Bell 103. O modem converte os pulsos digitais de liga e desliga, que representam os dados, em tons analógicos de liga e desliga para serem transmitidos através de uma linha telefônica normal.

O modem Bell 103 funciona a uma velocidade baixa, de 300 bits por segundo ou 300 bauds. Os modems modernos já utilizam velocidades de transmissão de 57,6 kbauds, 192 vezes mais rápido que o modem Bell 103, pois seus circuitos são microprocessados.

Independente da velocidade e potência computacional, todos os modems possuem certas características comuns como:

1. conter uma interface RS 232C, pois geralmente são ligados a um computador ou terminal,
2. conter uma interface RJ-11 para ser ligado à linha telefônica
3. utilizar dois pares de tons, uma para o estado ligado e outro para o estado desligado da linha de dados RS-232C. Um dos pares é usado pelo modem que origina a chamada e o outro pelo modem que responde à chamada. Geralmente o modem de origem envia dados entre 1070 e 1270 Hz e o modem que recebe usa dados entre 2025 e 2225 Hz.

Dentro de um modem

Um modem típico de 9600 bauds tem quatro partes principais:

1. fonte de alimentação
2. interface com sistema telefônico
3. CPU
4. circuitos

Fonte de alimentação

A fonte de alimentação está instalada na própria placa do modem, quando ele é independente do micromputador. Quando ele é montado na placa do computador, ele usa a fonte do computador. De qualquer modo, a fonte é regulada.

A interface RS 232C conecta o modem a um terminal ou computador principal. Dirigidos por comandos recebidos através da porta RS 232C, os modems inteligentes podem armazenar e discar números telefônicos automaticamente.

O lado analógico do modem começa com a interface com a linha telefônica. Um circuito de sobrecarga protege o modem contra raios e outros danos elétricos. Um circuito adicional garante que o sinal de saída esteja de conformidade com normas da FCC.

Atualmente o chip do modem realiza as tarefas de conversão D/A. Antes dos circuitos integrados, estes circuitos eram complexos e envolviam componentes discretos.

A CPU é a parte principal do modem. A CPU controla todos os outros componentes do modem, realiza a compressão dos dados e detecção de erros especificados pelos protocolos do CCITT. O programa da CPU é carregado em dois chips de ROM e utiliza dois chips de 64 kB de RAM para o armazenamento temporário.

Modem inteligente

O modem faz a ligação do universo analógico das redes telefônicas com o mundo digital dos computadores. Os primeiros modems desenvolvidos o foram pela Bell Labs, o modem Bell 103, de 300 bauds.

Depois do Bell 103, o próximo foi o da AT&T, Bell 212A, a 1200 bauds. Embora fosse mais rápido, era mais susceptível a ruídos e corrupções do sinal do circuito telefônico.

A Hayes tomou a dianteira no comercio de modems para computadores. Ela usou pela primeira vez o microprocessador dentro do modem. O Hayes Smartmodem, em 1981, usava o microprocessador Zilog Z-8 para controlar os circuitos do modem e gerenciar a discagem e resposta automática. Às vezes, o modem possuía um microprocessador mais poderoso que o do computador onde ele era instalado.

Em 1985, apareceu o modem de 2 400 bit/s. Este novo padrão foi chamado de V.22bis, estabelecido pela CCITT.

Seguiram o V.32 de
9 600 bits/s, o V.32bis de 14 400 bits/s, V.42 (controle de erros) e V.42bis (compressão de dados).

Para superar as limitações das linhas de telefone públicas, os dados digitais são transmitidos nestas linhas por meio de um modem. Os dois métodos de modulados usados por modems são:

1. chaveando deslocamento de freqüência (FSK – frequency shift keying)
2. chaveando deslocamento de fase (PSK – phase shift keying).

Técnicas de modulação de amplitude não são usadas por causa da resposta não conveniente da linha para alterações tipo degrau na amplitude. Modems podem ser usados para transmitir informação em duas direções ao longo de uma linha telefônica. Operação full duplex é transmissão da informação nos dois sentidos simultaneamente; half duplex é a transmissão da informação nos dois sentidos, mas somente em um sentido de cada vez; simplex é a transmissão dos dados em somente um sentido.

O princípio de FSK usa duas freqüências diferentes para representar o 1 e o 0 e pode ser usada em transmissão de dados com taxa de até 1200 bauds (bits por segundo). O receptor usa um discriminador de freqüência cujo limite é estabelecido na metade das duas freqüências. O deslocamento de freqüência recomendado não deve ser menor que 0,66 da freqüência de modulação. Assim, a operação do modem a 1200 bauds tem uma freqüência central recomendada de 1700 Hz e um desvio de freqüência de 800 Hz, com o 0 representada por 1300 Hz e 1 por 2100 Hz. Em uma taxa de transmissão de 200 bauds é possível operar um sistema full duplex. Em 600 e 1200 bauds a operação half duplex é usada incorporando um canal de baixa velocidade para controle supervisório ou baixa velocidade para retorno dos dados.

3.6. Transmissão por RF

A transmissão por rádio freqüência (RF) é muito usada em telemetria civil e militar. A transmissão de RF começa em 3 Hz (chamada de VLF – muito baixa freqüência) até 300 GHz (chamada de EHF – extremamente alta freqüência), havendo bandas intermediárias de baixa freqüência (LF), média freqüência (MF), alta freqüência (HF), muito alta freqüência (VHF), ultra alta freqüência (UHF) e super alta freqüência (SHF).

A transmissão do sinal é por meio de propagação de linha de visão, difração de onda na superfície ou na terra, reflexão ionosférica ou espalhamento para frente. A transmissão de telemetria ou sinais de dados é usualmente feita por modulação de amplitude (AM), freqüência (FM) ou fase (PM) de alguma onda portadora.

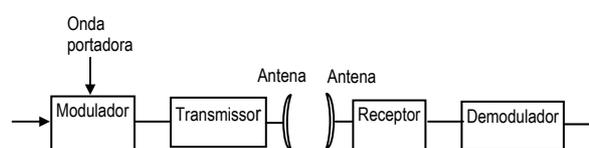



Fig. 5.16. Sistema de telemetria com RF

Automação de Plataforma

5. Automação de Plataforma

5.1. Introdução

A Petrobras UN-SUL administra duas plataformas de produção: P14 e Merluza. Atualmente estas plataformas são controladas e monitoradas por instrumentos convencionais, relés e estão sendo implantados sistemas modernos, baseados em Controladores Lógico Programáveis (CLPs) ligados a computadores pessoais, que rodam programas aplicativos supervisórios. Os principais objetivos dos sistemas de instrumentação são:

1. prover segurança aos operadores, equipamentos e meio ambiente,
2. garantir um controle do processo, onde os produtos finais estejam dentro das especificações estabelecidas pelo pessoal da Qualidade
3. fazer medições precisas e exatas, para atender as exigências da Agencia Nacional de Petróleo (ANP), relacionadas com os separadores de teste dos poços produtores, dados de cabeça de poço e vazões de transferência de custódia de gás e óleo, através de instrumentos colocados nos dutos que ligam as plataformas ao sistema de terra.
4. estabelecer um padrão para a operação e manutenção.
5. monitorar os dutos para detectar anormalidades, vazamentos e situações perigosas.

5.2. Objetivo

Como o sistema da UNSUL é pequeno, quando comparado com outras unidades da Petrobrás e como está se fazendo uma atualização da instrumentação existente e colocando sistemas modernos, é desejável que se mantenha o mesmo ambiente operacional e os mesmos recursos e procedimentos de manutenção nas duas unidades, de forma a facilitar a intercambialidade de operadores, equipamentos e sobressalentes entre as unidades operacionais.

5.3. Equipamentos existentes

A situação atual dos equipamentos das duas plataformas é a seguinte:

1. A maioria das válvulas de controle, transmissores eletrônicos e chaves de nível existentes em PMLZ-1 já são da Fisher&Rosemount.
2. Os CLPs existentes em PMLZ1 e em P-XIV são de fabricação Rockwell Allen-Bradley, da família PLC-5.

Com este projeto de modernização se pretende instalar um sistema que permita atingir aos seguintes objetivos:

- Melhorar a sintonia das malhas de processo do processo, otimizando a qualidade dos produtos exportados e diminuindo a variabilidade das especificações.
- Aumentar a confiabilidade operacional, diminuindo as intervenções do operador e os tempos de parada de produção.
- Implantar filosofia de manutenção preditiva (manutenção baseada em diagnósticos conseguidos através de monitoração contínua)
- Reduzir tempos de parada para a manutenção programada e corretiva.
- Reduzir custos de manutenção corretiva, programada e preditiva.

- Ter um sistema modular, que seja flexível e escalável (possa ser aumentado ao longo do tempo)
- Aumentar a segurança operacional do sistema.
- Tornar mais precisos e exatos (confiáveis) os dados de cabeça dos poços.

Estes objetivos são alcançados somente através da implantação de técnicas modernas de gerenciamento, que são comercialmente disponíveis no mercado. Estas ferramentas clássicas (e.g., AMS - Asset Management System da Fisher Rosemount, grupo Emerson) permitem ao operador de processo obter a informação em tempo real do status de sensores e atuadores (que são os equipamentos menos confiáveis e sujeitos aos maiores desvios de operação).

A implementação de instrumentação inteligente de campo é também essencial, pois através dela se pode fazer a calibração e alteração dos parâmetros dos instrumentos de modo remoto.

A tecnologia de Fieldbus Foundation deve ser usada nestes sistemas, pois permite a integração fácil de todo sistema e é uma tecnologia já consagrada mundialmente e já utilizada com sucesso em outros ambientes da Petrobrás.

5.4. Monitoração de dutos

Por exigências legais e de normas de meio ambiente, é mandatório a implementação de um sistema para monitorar os dutos que ligam as plataformas à terra, para detectar facilmente vazamentos, reduzir os riscos de acidentes ambientais e ser integrado com os sistemas de parada de emergência.

O sistema de monitoração da integridade dos dutos será interligado ao sistema PI (Plant Information), que é um programa aplicativo a ser futuramente instalado no UNSUL, Itajaí-SC. Este sistema corporativo pode disponibilizar para as gerências todos os dados de operação, de integridade dos dutos e disponibilidade de equipamentos

A arquitetura básica para monitoração de dutos consiste de dois CLPs, cada um instalado em cada extremidade do duto, recebendo informações de vazão volumétrica instantânea, pressão estática, temperatura e densidade do fluido escoado, em forma de sinal analógico (4 a 20 mA) ou protocolo digital (e.g., Hart ou Fieldbus Foundation) . Os dois sistemas das extremidades do duto são interligados via rádio-modem, ou rede Internet (TCP/IP).

Os CLPs vão rodar o programa de lógica ladder para executar os alarmes de desvio das medições e de desligamento de emergência.

Para o operador visualizar e monitorar estes dados será usado o supervisório ECOS, Haverá estações de trabalho em cada uma das duas plataformas e em cada uma das salas de controle de recebimento (UGN para PMLZ-1 e NT-ARACAJU para P-XIV).

Nas estações de operação vão estar disponíveis sempre os seguintes dados:

Vazões instantâneas, totalizadas e compensadas de óleo e gas

Pressões, temperaturas e densidades dos fluidos nos dutos

O supervisório é programado para fornecer as informações de alarme e intertravamento de

- PSLL (desarme de pressão muito baixa),
- PSL (alarme de pressão baixa),
- PSH (alarme de pressão alta),
- PSHH (desarme de pressão muito alta),
- TSL (alarme de temperatura baixa),
- TSH (alarme de temperatura alta),
- DFSH, (alarme de desvio de 2% para a vazão de Gás),
- DFSHH) Desarme de desvio de 4% para Gás,
- DFSH (Alarme de desvio de 2% para Óleo),
- DFSHH (Alarme de desvio de 4% para Óleo),
- ESD-1 (Parada pela plataforma),
- ESD-2 (Parada pelo Recebedor)
- Alarme de falha de comunicação entre as duas extremidades do duto.

Os dados disponíveis em uma estação de operação devem ser exatamente iguais aos dados da outra estação (espelho), para que os operadores das duas unidades visualizem exatamente os mesmos dados, inclusive para efeito de leitura.

5.5. Filosofia de Operação

A operação será padronizada de acordo com suas peculiaridades de processo totalmente respeitadas e deverá uma filosofia única, entre as unidades operacionais do UNSUL, para permitir a troca entre técnicos de operação e manutenção das duas plataformas.

Sala de Controle

Toda a supervisão que deverá ser efetuada pelo sistema supervisório ECOS (que roda em plataforma VXL em base VMS), tendo como arquitetura de comunicação uma rede Ethernet, por onde irão trafegar os dados entre os CLPs, periféricos, impressoras, chaves, Gateway proprietário do fornecedor do sistema.

Os objetivos destas estações de operação são os de::

1. Mostrar nas telas os diagramas sinóticos dos processos onde deve existir o P&I (Process & Instruments) simplificado. A tela inicial terá um anunciador de todos os alarmes por equipamentos existentes (processo, utilidades e segurança) O operador poderá navegar entre telas, matriz de causa e efeitos, tela de controladores (deverá existir uma tela concentrando os controladores existentes no processo).
2. Gerar relatórios por evento ocorrido no exato instante do acontecido (tempo estampado em dia, hora, minuto, segundo e submúltiplo), em impressora de modo on-line permitindo assim ao operador identificar com precisão o alarme ocorrido no processo. Os alarmes terão status de ativo, conhecido, não-conhecido e normal.
3. Como relatório adicional, salvo em disco e que sempre que solicitado pelo operador deverá disponibilizar na tela, janelas de gráficos, onde serão acompanhados os valores de registro de PIT,TIT, FIT substituindo assim os atuais registradores gráficos circulares do campo. Devem também ser registradas em disco rígido a temperatura de entrada TIT do manifold e pressão estática de entrada PIT, ou seja na cabeça dos poços. (O código de cores é: cor vermelha para vazão, azul para pressão e verde para temperatura).
4. As tomadas de impulso da pressão diferencial através da placa que vão para os registradores circulares devem ser mantidas, para eventual uso dos FR/ PR/TR.
5. As informações de operação dos módulos existentes nos instrumentos eletrônicos da rede Fieldbus Foundation devem estar disponíveis, permitindo assim operar a planta a partir da ECOS Estes sinais incluem: variável de processo (PV), sinal de set point (SP), sinal de saída para a válvula (OUT) e janela indicando os valores em unidades de engenharia e possibilidade de transferência de automático para manual e vice-versa.
6. A matriz de causa e efeitos deve ser gerada na ECOS facilitando assim a visualização rápida da lógica de processo, bem como através da mesma efetuar by-pass de instrumentos de entradas digitais ou override dos dispositivos de saída digitais.
7. Deve ainda haver um arquivo de relatório onde se possa armazenar toda ação efetuada pelo operador, na ECOS sempre que a condição normal de processo venha a ser alterada por necessidade de manutenção ou operação, disponibilizando assim dados para análise de ocorrências anormais na planta de processo. Para simples navegação pelas telas da ECOS, não se deve ter nenhum tipo de solicitação de login e senha. A ECOS deve somente solicitar o login do operador sempre que algum parâmetro for ser alterado, colocado em regime de By-Pass ou Override,
8. Tendo em vista a instalação de um servidor para PI (Plant Information) no UNSUL, este supervisório deve contemplar esta transferência de dados no futuro.
9. Utilizar a ECOS de maneira a permitir ou não a habilitação dos painéis locais na condição de TESTE. Com login e senha conforme descrito anteriormente, não permitindo assim que pelo campo se coloque o painel em teste sem conhecimento do operador.

10. Instalar um painel de controle, com o objetivo de acomodar as estações ECOS, micros para manutenção da rede de PLCs, e um micro para manutenção da rede Fieldbus Foundation.
11. O micro de manutenção da rede Fieldbus Foundation deve ter as funções de gerenciamento da rede FIELDBUS e também ser capaz de operar a planta de processo em caso de emergência, interagindo com a planta de processo com a mesma capacidade da ECOS, gerando relatórios e coletando dados também para ANP, comunicando também com os computadores de vazão. Esta facilidade ficará a cargo do Administrator da rede de automação, com LOGIN e SENHA, pois esta condição e uma possibilidade emergencial para operar a planta de processo em caso extremo.

Painéis Locais

O painel local deve ser concebido um para cada equipamento ou vaso, ou quando possível, de um para mais de um equipamento de um mesmo sistema. Ele deve ser implantado de modo a facilitar

1. a montagem dos instrumentos de campo,
2. o arranjo de cabos,
3. a acomodação de dispositivos para conexão em Fieldbus Foundation,
4. a agilidade de manutenção e operação dos mesmos

Os painéis locais devem acomodar na parte frontal, todas as sinaleiras dos instrumentos de campo instalados no equipamento ou vaso, oriundas de

- pressostatos,
- chaves de nível,
- termostatos que causem ESD-2 (Emergency Shut-Down, nível 2),
- botoeiras de PARTIDA/PARADA de motores,
- chaves de comando de bombas LOCAL ou REMOTO,
- botoeiras de TESTE LÂMPADAS e REARME local,
- chaves de Painel em TESTE ou NORMAL.

No topo do painel deve ser instalado um sistema de calibração hidráulico, composto de

- engate rápido,
- manômetro com a faixa dentro do valor necessário para cada equipamento que este painel estiver associado,
- válvulas de três vias do tipo esfera para alinhar os pressostatos que serão instalados na lateral deste painel, para a condição de teste ou processo.

Este sistema instalado sobre o painel local visa otimizar a manutenção e calibração de instrumentos, tais como pressostatos, termostatos e chaves de nível.

Quando se acionar a botoeira de TESTE do painel local para a posição TESTE, deve ser gerado na ECOS uma solicitação para habilitação do teste ao operador na sala de controle, que irá monitorar a execução dos trabalhos ou partida, garantindo assim a segurança de uma operação assistida obrigatoriamente pelo operador na sala de controle. Após a habilitação ter sido efetivada no painel, será permitido ao campo efetuar as manobras, quer sejam para operação ou manutenção do equipamento solicitado. Por se tratar de uma condição anormal de operação, esta operação exige um período de tempo para se manter nesta condição, portanto o teste será habilitado por, no máximo, 60 minutos, Depois de um período de 55 minutos, o painel estará com suas saídas de shutdown inibidas, indicando no painel local ECOS, registros de eventos em que situação o referido painel se encontra. porém não derrubará a planta de processo. Após este período, ou seja, nos 5 minutos restantes, deverá ser gerado um alarme na ECOS, com lâmpadas piscando no painel local, indicando que o período de tempo está para expirar, dando ao operador possibilidade de revalidar ou não a condição. Caso o operador não revalide o tempo de teste, o CLP entenderá que não está sendo feita nenhuma intervenção no mesmo e após esses 5 minutos, colocará automaticamente o painel na condição NORMAL, onde caso exista algum alarme

já em andamento efetuará a lógica de segurança parando o processo.

Em caso de parada de processo, a causa estará disponível para o operador de várias maneiras para identificar:

- Indicação visual do alarme no painel local.
- Indicação sonora na planta de processo.
- Indicação visual na ECOS e sonora no CP-001 (painel de controle onde estarão acomodados os micros.), e será gerado automaticamente um arquivo para armazenar todo evento gerado na ECOS em disco rígido para análise posterior.
- Indicação de alarme por equipamento no anunciador de alarme RONAN instalado no PN-001 na sala de controle de P-XIV e no PN-1410101 na sala de controle de PMLZ-1.
- Indicação do evento registrado na impressora, imprimindo a data, hora, minuto e a descrição do alarme.

Após o alarme efetuado, e a lógica de segurança ter atuado, o operador deverá ir até o equipamento em questão, verificar todo o equipamento, as causas do determinado alarme, e depois de normalizado todas as condições externas pertinentes ao equipamento, efetuar o RESET do painel local. Caso a condição para o alarme desapareça, a lâmpada no painel local irá apagar, permitindo assim que o operador na sala de controle possa efetuar o MASTER RESET (tanto pela ECOS, como por uma botoeira de RESET instalada no PN-001, instalado na sala de controle.), que permitirá remover a condição segura de ESD-2 indicada no anunciador de alarmes e colocar novamente a plataforma em condição normal de funcionamento.

A sinalização no painel local, no anunciador RONAN ou na tela da ECOS indica que a planta está passando por uma condição anormal> Assim, para a plataforma estar operando em condição normal, nenhum alarme deve estar ativado.

Sempre que for efetuado um By-Pass, Forces ou Override, o operador deve comunicar seu supervisor a condição do processo e acionar a manutenção para tomadas das medidas necessárias, visando a solução da anomalia.

Rede Fieldbus

Na arquitetura de Fieldbus Foundation, os controles analógicos para a planta de processo são separados dos alarmes e controles lógicos. Por isso, a aquisição de dados de controle através da rede Fieldbus Foundation ou 4-20 mA quando aplicável, deverá ser processada por um controlador dedicado a essa função denominado Gateway proprietário (e.g., Delta V, se o fornecedor for a Fisher Rosemount) instalado no interior do PN-001 e do PN-1410101 e os sinais de controle para shutdown e alarmes deverão ser processados por um CLP também instalado neste painel, estando próximo um do outro de maneira a interliga-los, formando assim a base da automação da planta de processo.

O processador do Gateway irá receber os dados dos instrumentos de transmissão de nível, pressão, temperatura, vazão e enviará essa informação para a estação ECOS, que será responsável pela interface entre o operador e o sistema digital instalado (e.g., Delta V). O CP que gerencia a rede Fieldbus Foundation no CP-001 também estará recebendo os dados deste Gateway.

Através dos valores analógicos em unidades de engenharia, proveniente do instrumento de controle de campo, será possível gerar alarmes digitais intermediários pelo supervisório ECOS. Estes alarmes precursores de alto (H) e baixo (L), ocorrerem antes dos desarmes de muito alto (HH) e de muito baixo (LL). O instrumento de campo da rede Fieldbus Foundation envia sinais para o controle e a ECOS gera os alarmes intermediários (que não darão desarmam), e os sinais de desarme serão gerados nos instrumentos físicos, tipo chave de campo, como pressostato, termostato ou chaves de nível e vazão. Ou seja, os alarmes são gerados por chaves virtuais e os desarmes por chaves físicas, independentes entre si.

Como o sistema DELTA V e o CLP estão no mesmo painel na sala de controle, no PN-001, o mesmo utilizará cartões de interface de maneira a disponibilizar estas informações na ECOS

e posteriormente no registrador de eventos.

Como se utiliza uma rede de controle analógica inteligente, o módulo lógico PID de controle deve ser configurado, sempre que possível, no respectivo posicionador da válvula de controle da malha em questão (LCV, PCV, TCV ou FCV).

Com a filosofia de painéis locais, a rede FIELDBUS estará disponível dentro destes painéis, com conexões reservas para instalação de terminais de manutenção no campo, que pode ser feito por terminal portátil (HHT - Handheld Terminal), ou por computador portátil (Laptop).

Como o sistema de segurança aplicado ao sistema é o de segurança intrínseca (Ex-i), é permitido fazer a manutenção ou operação dos equipamentos a quente, podendo abrir o painel e efetuar a conexão ou desconexão da fiação da rede Fieldbus Foundation. Pelo conceito de segurança intrínseca, qualquer centelha gerada tem energia insuficiente para provocar ignição ou explosão da mistura gasosa flamável ou explosiva.

Caso seja necessária alguma intervenção no controle diretamente no campo, dentro do painel, basta conectar o notebook no bloco Fieldbus Foundation e se terá acesso à rede dedicada a determinado painel, e assim mudar os parâmetros das ações de controle PID (proporcional, integral e derivativa), para otimizar a estabilidade do processo, como também uma reconfiguração da rede local.

Para uma ampla visualização da rede dentro do PN-001 será instalado o bloco para visualização de toda a rede ou por equipamento, dependendo então da posição onde o técnico de operação ou manutenção conectar o notebook.

Como se tem painéis locais, um para cada equipamento, a rede Fieldbus Foundation deve ser projetada, instalada e configurada para que um instrumento de uma malha não atue uma válvula que esta conectada a outra malha.

CP para Delta V

Este CP é fundamental e também será instalado no painel CP-001, de onde poderá ser utilizado para manutenção e para a operação e terá duas funções:

1. manutenção preditiva
2. operação da planta via FF.

Manutenção Preditiva

O Gateway proprietário disponibilizará em um computador instalado na sala de controle através de um programa de gerenciamento, todos os dados possíveis dos instrumentos acoplados à rede FF,

1. Indicação de possíveis falhas dos instrumentos, vida útil e status, facilitando assim a manutenção periódica pré-programada.
2. Visualização e configuração geral da rede FF, para reconfiguração, assinatura de instrumentos pela rede e interoperabilidade.

Operação da planta Via FIELDBUS

O sistema de controle ECOS utiliza software VXL (já consagrado por toda a PETROBRÁS), que é muito confiável, por usar equipamentos de médio porte de hardware e rodar sobre um sistema operacional muito estável e também consagrado, denominado VMS. Porém, em caso de uma falha da interface com a ECOS, a rede FF mantém a planta funcionando normalmente nas configurações existentes dos instrumentos, e mesmo assim, caso seja necessário alterar qualquer valor nos controladores da planta, (e.g., set points de pressão ou nível ou alterações no PID), estas alterações poderão ser efetuadas através deste micro.

Este micro deverá ser conectado a uma impressora matricial e gerar relatórios tanto para a manutenção, como para a operação, conforme a configuração e programação. Para que isso seja possível, este CP deve ter dois discos rígidos e um sistema supervisório capaz de interagir com o Gateway proprietário.

CP para o CLP

Como a linguagem e o programa de configuração dos CLPs são diferentes da linguagem e do programa do sistema digital a ser instalado (e.g., Delta V) e como a filosofia da planta de processo é separar controle analógico do processo dos alarmes e desarmes digitais, será instalado outro CP na sala de controle que terá a função de

1. Fazer manutenção nos PLCs Allen Bradley da planta de processo
2. Restaurar os arquivos do CLP,

3. Reconfigurar o programa ladder

Neste CP deve ser possível efetuar valores forçados no programa ladder, simulações de by-pass nos instrumentos da planta, tendo assim uma excelente ferramenta de pesquisa de defeitos.

Neste CP será rodado um programa aplicativo da Allen-Bradley, denominado Rslogix 5, que será responsável pela interface da manutenção com a rede de CLPs, permitindo a alteração do diagrama ladder, fazer força de pontos, imprimir o diagrama ladder.

Com o aplicativo supervisório Rsview32 da Allen-Bradley poderá também ser gerado um registro de eventos.

No breaks e Carregadores de Baterias.

Em caso de falha (tensão abaixo ou acima de valores predeterminados) ou de falta de energia elétrica na plataforma, estão sendo considerados dois equipamentos de energia ininterruptível (no breaks). Este equipamento de fonte ininterrupítvel fornecerá energia para as duas estações ECOS, para os dois CPs e para impressora, por um período minimmo de 30 minutos. Estes ***no breaks*** deverão ser instalados dentro do CP-001e ter baterias seladas para evitar emissão de gases na sala de controle.

No caso de P-XIV, como o container de produção deixará de ser sala habitada, deverão ser instalados dentro deste container dois conjuntos de carregadores de bateria e seus respectivos bancos de baterias, incluindo um painel de distribuição 24 V cc, com capacidade suficiente para atender toda a demanda de carga exigida para o correto funcionamento de toda sinalização, instrumentos, solenóides, rádios-modem, CLP, sistema digital de controle (e.g., Delta V).

Para PMLZ-1 deverá ser refeito o cálculo de carga para acondicionar os bancos de baterias a nova carga de instrumentos que será acrescentada.

A filosofia para a distribuição da tensão de 24 V cc deve ser realizada através de um painel com chaves dedicadas para cada banco (BANCO 1, DESLIGADO, BANCO 2) com disjuntores de proteção dos barramentos, indicação da tensão de cada barramento e pontos de testes por bornes com indicação de positivo e negativo. Na plataforma PMLZ-1 já existe este painel de distribuição e na P-XIV, deverá ser criado um painel junto com a instalação dos carregadores na antiga sala de controle.

Atendimento aos procedimentos da ANP

Nos Separadores de testes, todos os instrumentos de medição das variáveis críticas (temperatura, pressão, densidade e vazão) deverão ter características metrológicas (repetitividade, exatidao, drift com a temperatura e com o tempo calendário) que atendam às exigências da ANP.

Para atender o regulamento técnico da ANP, as medições da vazão de gás produzido deverão ser compensadas pela pressão estática e temperatura, através de computadores de vazão, utilizando como elemento primário a placa de orifício instaladas em porta-placa Daniel ou entre flanges. Os sensores de pressão, temperatura, densidade e vazão dos computadores de vazão serão instalados nos separadores de teste, na linha de gás combustível, na linha do flare e nos SKIDS de medição, onde o somatório das vazões instantâneas e totalizadas, estarão disponíveis em relatórios e arquivos na ECOS. As medições deverão ser enviadas a um computador de vazão destinado a esse fim atendendo as normas AGA oou ISO vigentes e aceitas pela ANP

Os medidores de vazão de vazão de óleo e condensado são do tipo Coriolis ou totalizadores de vazão com Deslocamento positivo. A precisão das medições fiscais deve ser melhor que de ±0,2 % do valor medido. As medições serão feitas nos separadores de teste, na linha de produção, na estação de medição(skids), trem “A” e “B”, sendo estas medições enviadas a computadores de vazão dedicados a esse fim atendendo às normas API vigentes e aceitas pela ANP. A medição de Óleo e condensado deve também ser enviadas para a ECOS e gerar os relatórios necessários.

Para medir água, serão usados os medidores magnéticos, desde que condutividade mínima seja maior que 0,1 μS/cm. Na impossibilidade de ser utilizado este instrumento (condutividade menor que

a mínima requerida), serão usados medidores a deslocamento positivo ou sistema com placa de orifício, estando os medidores conforme solicitação do regulamento da ANP. Estas medições também serão enviadas para a ECOS e gerarão os relatórios necessários

A leitura precisa de cabeça de poço deve ser considerada em toda arquitetura, pois fornece ao pessoal de reservatório, os dados confiáveis de acompanhamento do comportamento do poço. Este acompanhamento será efetuado por transmissores de pressão e temperatura.

Gerenciamento corporativo

Uma das muitas vantagens de um sistema automatizado, advém de sua disponibilidade operacional, e confiabilidade, portanto após a implementação do projeto a planta deverá atingir o patamar de disponibilidade de 100 % de operação.

Mesmo obtendo e mantendo 100 % da operacionalidade da planta de processo, não haver agressão a nenhum fator de : segurança, meio ambiente e saúde ocupacional.

A planta de processo deve sempre atingir a condição de segurança, exigido por cada projeto das plataformas, quando os parâmetros de controle operacional ultrapassar os limites de operação: de nível, pressão, temperatura, vibração e ruído. Para isso, devem ser usadas chaves automáticas que forneçam alarme nos pontos de alto (H) ou baixo (L) e desarme nos pontos de muito alto (HH) ou muito baixo (LL).

Niveis de Parada de Emergência (ESD)

Há os seguintes níveis de parada de emergência (ESD):

ESD-1 Parada individual por Equipamento - Por motivo de segurança operacional específica, para cada equipamento.

ESD-2 - Parada de Produção - Para a planta de processo, isolando a entrada e saída de liquido dos vasos, abrindo a PV de gás em plantas de óleo e mantendo pressurizados os vaso em planta de gás. Devem ser fechadas as válvulas Wing e Master das cabeças de poços na arvore de natal seca ou molhada.

ESD-3 - Parada de Produção - Idem ao ESD-2, porém fecham também as válvulas de segurança DHSV ou SSSV

ESD-4 Preparacao para Abandono - Isolação das válvulas de desligamento (shudwon valves) de entrada e saída de liquido dos vasos, despressurizarão da planta de processo, Isolação elétrica

Segurança dos Vasos da Planta de Processo e Manifold

Todo Vaso deve possuir válvulas de desarme (SDV - shudown valve) de isolação da corrente de liquido, bem como as LV's devem ser concebidas na falta de ar fecha (ação ar para abrir).

As PV's de gás devem ser concebidas na falta de ar abre. Porém, em plantas de gás deve existir solenóide na lógica que garanta o fechamento (desde que não falte ar de instrumento), das PV de gás garantindo assim a planta pressurizada.

Todo Manifold deve possuir SDV de isolação de suas saídas para as entradas dos Vasos Separadores.

Sempre devera existir uma SDV na saída da Plataforma para o duto.

Monitoração de Fogo & Gás.

Toda plataforma deve possuir sistema de detecção de fogo e gás, podendo utilizar sensores de ultravioleta, sensores termovelocimétricos, sensores de fumaça, sensores de Gás Metano, sensores de Gás H2S, conforme as necessidades do estudo de cada plataforma, lembrando que devem sr efetuada por votação de 2 sensores por zona para ocasionar o ESD-3 e apenas um sensor alarme em toda a plataforma, indicando no supervisório o local do sinistro e ativar automaticamente as bombas de incêndio.

Todos os alarme de falha devem ser encaminhados a ECOS.

6. Estudo de caso: Automação da UN-SUL

1. Introdução

Esta filosofia de automação se aplica às plataformas de Petrobras, P XIV e Merluza (PMLZ-1), localizadas no sul do Brasil. A automação visa:

1. Adequação às exigências da ANP

2. Monitoração de dutos entre plataformas e UGN
3. Automação do processo da planta

Para o início deste trabalho, foi solicitada uma melhoria significativa na qualidade de automação da planta de processo da P-XIV, adquirida pela Petrobrás da Schulumberger, bem como de PMLZ-1, visando otimizar a confiabilidade como um todo, dando ênfase à qualidade de precisão para os separadores de teste dos poços produtores, dados de cabeça de poço e informação dos sinais de controle por esta processada.

Em segundo momento, foi solicitado que para efetuar a automação, fosse possível existir um padrão para a operação e manutenção.

Verificar a possibilidade de implantação, rápida de todo o sistema de monitoração de dutos para a UNSUL.

Melhorar a qualidade da medição de óleo por nós produzido, evitando assim evasão de recursos.

Em face as necessidades acima, foi elaborado uma pesquisa que pudesse atender a todos os requisitos, que viessem a resultar num trabalho satisfatório para a UNSUL.

2. Objetivo

Tendo em vista que a UNSUL atualmente possui somente duas unidades de produção, de forma a minimizar o leque de fornecedores e sobressalentes, e assim conseguir otimizar os custos de contratos de manutenção, treinamento, e etc. viabilizou-se assim a necessidade de padronização de procedimentos operacionais e de manutenção para a automação das plantas de processo, monitoração de integridade de dutos e otimização da medição para fins de atendimento aos requerimentos da ANP na UNSUL.

O objetivo é manter o mesmo ambiente operacional e os mesmos recursos e procedimentos de manutenção existam nas duas unidades, de forma a facilitar a intercambialidade de operadores, equipamentos e sobressalentes entre as unidades operacionais do UNSUL.

Sendo assim e seguindo determinações EDISE/GEAUT foi determinado por experiência em montagens anteriores a necessidade de responsabilidade alocada a um único executor, de forma a evitar a existência de interfaces não perfeitamente definidas entre as diversas atividades e sistemas que compõem este escopo, baseado nessas experiências anteriores onde a solução destas interfaces acabaram sendo de responsabilidade nossa ao invés de quem na verdade de direito.

3. Levantamento de equipamentos existentes

As válvulas de controle e os transmissores eletrônicos, chaves de nível existentes em PMLZ-1 já são da Fisher&Rosemount.

Os controladores lógico programáveis existentes em PMLZ1 e em P-XIV são de fabricação Rockwell Allen-Bradley

A proposição em questão é manter os mesmos fabricantes de instrumentos e de controladores lógico programáveis nas duas unidades, minimizando ao máximo a diversidade de marcas com vistas a atingir a padronização desejada, com o aproveitamento total de sobressalentes já existentes no S-6 na RPBC e almoxarifado da UNSUL.

A proposta em questão atende aos requerimentos acima.

Com este projeto se pretende instalar um sistema que permita atingir aos seguintes objetivos:

Melhoria da sintonia de processo, otimizando a qualidade dos produtos exportados
Aumento da confiabilidade operacional
Implantar filosofia de manutenção preditiva
Reduzir tempos de parada para manutenção
Reduzir custos de manutenção
Modularidade de implantação
Aumento da segurança operacional
Precisão nos testes e dados de cabeça dos poços

Os seis primeiros objetivos são alcançados por meio do uso de ferramenta exclusiva da Fisher&Rosemount denominada AMS (Asset Management System), foi consultado também o produto da Smar denominado FMS. Portanto a instalação de um destes equipamentos fará parte do escopo e por meio do qual o operador e informado com antecedência do envelhecimento de sensores, necessidade ou não de intervenção a exemplo da remoção de válvula de controle de seu local de instalação, calibração remota de instrumentos, e a perfeita integração com a tecnologia FIELDBUS FOUNDATION a ser utilizada nestes projetos, já consagrada mundialmente e já utilizada com sucesso em ambiente PETROBRAS.

4. Monitoração dos Dutos

A proposta em questão permite a implantação em prazo adequado aos compromissos assumidos pela PETROBRAS junto ao governo federal, de um sistema que viabiliza a monitoração acima, reduzindo assim os riscos de acidentes ambientais, com a integração dos sistemas de parada de emergência e de monitoração de vazamentos, passando os dois a atuarem de forma conjunta visando a minimização do impacto. Além do acima exposto, este sistema irá permitir a supervisão remota da integridade destes dutos, por meio da integração deste sistema com o PI Plant Information, que é um servidor a ser instalado em próximo passo no UNSUL, Itajaí-SC, cujo qual se trata de um sistema a nível corporativo, a ser implantado ao nível de E&P, disponibilizando para as gerências todos os dados de operação, de integridade dos dutos, disponibilidade de equipamentos e etc. A implantação deste sistema faz parte das ações que estão sendo tomadas pela E&P no programa de monitoração de integridade de dutos.

Um fator aqui deve ser considerado em relação à filosofia do projeto de implantação da automação no UNSUL, pois neste caso estaremos utilizando CLPs para tratarem os dados analógicos recebidos de campo, conforme fechamento de arquitetura com o E&P SEDE/GEAUT em reunião realizada em Manaus, tornando-se assim uma exceção ao projeto de automação, onde todo o controle passa a ser efetuado por instrumentos em rede FIELDBUS FOUNDATION..

A arquitetura básica para monitoração de dutos, resume-se em ter 2 CLP's , um instalado em cada extremidade do duto, recebendo informações de vazão instantânea, pressão estática, temperatura de escoamento, em sinal analógico padrão 4-20 mA, (pode-se utilizar instrumentos FIELDBUS) e interligados via rádio-modem, ou TCP/IP dependendo da distância entre as extremidades. Nos CLP's o LADDER será responsável pela execução do ALGORITIMO matemático responsável pelos alarmes de desvio e ESD-2. Conforme ET- 3000.00-5520-941-PGT-001 " AUTOMACAO DOS DUTOS".

Para a visualização dos dados pertinentes a esse sistema deverá ser utilizado o supervisório ECOS instalados na sala de controle das 2 plataformas, sendo instalado também uma IHM (Interface Homen Máquina), em cada uma das salas de controle do recebimento, sendo UGN para PMLZ-1 e NT-ARACAJU para P-XIV. Esta IHM além de indicar as vazões instantânea corrigida e totalizada tanto de Gás como de Óleo, deverá ainda indicar as pressões e temperatura, em tela o fluxograma do gasoduto que deverá

estar conectada a uma impressora para registro de eventos dos alarmes referentes ao duto, tais como PSLL, PSL, PSH, PSHH, TSL, TSH, Alarme de desvio de 2% para Gás, Alarme de desvio de 4% para Gás, Alarme de desvio de 2% para Óleo, Alarme de desvio de 4% para Óleo, ESD-2, Parada pela plataforma, Parada pelo Recebedor, sendo primordial um alarme indicando falha de comunicação entre as duas extremidades do duto.

Nota: Os dados disponibilizados em uma IHM devem ser espelho da outra e vice-versa, podendo assim os operadores das duas unidades visualizar os dados mutuamente, inclusive para efeito de leitura.

Ver capítulo 5 para detalhes sobre monitoração duto entre PMLZ-1 e UGN.

Ver capítulo 6 para detalhes sobre monitoração duto entre P-XIV e NT-ARACAJU.

5. Filosofia de Operação

A operação padronizada de acordo com suas peculiaridades de processo totalmente respeitadas, deve ter como premissa, uma filosofia única, entre as unidades operacionais do UNSUL, filosofia esta que permita a intercambiabilidade entre técnicos de operação e manutenção.

Sala de Controle

Toda a supervisão que deverá ser efetuada pela ECOS (VXL em base VMS), tendo como arquitetura de comunicação em rede ETHERNETH, onde trafegará os dados entre os CLP's, impressoras, SWITCHS, Gateway DELTA V onde estas estações serão responsáveis por:

12. Mostrar em telas os sinóticos dos processos onde deve existir o P&I simplificado. Incluindo como tela inicial um anunciador de todos os alarmes por equipamentos existentes tanto de processo, como utilidades e segurança onde a partir desta exista possibilidade de navegar entre telas, matriz de causa e efeitos, tela de controladores (deverá existir uma tela concentrando os controladores existentes no processo), e etc.
13. Gerar relatórios por evento ocorrido no exato instante do acontecido, em impressora de modo on-line, indicando data, hora e evento atuado e quando o mesmo for restaurado a sua condição normal de processo. Facilitando assim ao operador identificar com precisão o alarme ocorrido no processo.
14. Como relatório adicional, salvo em disco e que sempre que solicitado pelo operador deverá disponibilizar na tela, janelas de gráficos, onde será acompanhados os valores de registro de PIT,TIT, FIT substituindo assim os atuais registradores gráficos circulares do campo. Deve também registrar em disco rígido a temperatura de entrada TIT do manifold e pressão estática de entrada PIT, ou seja na cabeça dos poços. (utilizar a cor vermelha para indicar vazão, cor azul para indicar pressão e cor verde para indicar temperatura).
15. Como premissa deve ser considerado que as tomadas de impulso para gráficos circulares deve ser mantida, nos elementos primários, para uso em caso de necessidade operacional, os FRs/ PRs e TRs.
16. Irá também disponibilizar informações de operação dos módulos existentes nos instrumentos eletrônicos FIELDBUS FOUNDATION, permitindo assim operar a planta a partir da ECOS, com sinais tais como, variável de processo, sinal de set point, sinal da válvula em modo gráfico e janela indicando o valor em unidade de engenharia, possibilidade de transferência de automático/manual.
17. A matriz de causa e efeitos deve ser gerada na ECOS facilitando assim a visualização rápida da lógica de processo, bem como através da mesma efetuar By-pass de instrumentos de entradas digitais ou Override dos dispositivos de saída digitais.
18. Deve-se ainda existir um relatório onde se possa armazenar toda ação efetuada pelo operador, na ECOS sempre que a condição normal de processo venha a ser alterada por necessidade de manutenção ou operação, disponibilizando assim dados para análise de ocorrências anormais na planta de processo. Para simples navegação pelas telas da

ECOS, não se deve ter nenhum tipo de solicitação de login e senha. A ECOS deve somente solicitar o login do operador sempre que algum parâmetro for ser alterado, colocado em regime de By-Pass ou Override,

19. Tendo em vista a instalação de um servidor para PI (Plant Information) no UNSUL, este supervisório deve contemplar esta transferência de dados no futuro.
20. Utilizar a ECOS de maneira a permitir ou não a habilitação dos painéis locais na condição de TESTE. Com login e senha conforme descrito anteriormente, não permitindo assim que pelo campo se coloque o painel em teste a revelia sem conhecimento dos operadores.
21. Instalar um painel de controle CP-001, com o intuito de acomodar as estações ECOS, micros para manutenção da rede de CLPs, e um micro para manutenção da rede FIELDBUS FOUNDATION.
22. O micro de manutenção da rede FIELDBUS FOUNDATION deve alem de ter as funções de gerenciamento da rede FIELDBUS, ser capaz de operar a planta de processo em caso de emergência, interagindo com a planta de processo com a mesma capacidade da ECOS, gerando relatórios e aquisitando dados também para ANP, comunicando também com os computadores de vazão. Esta facilidade ficara a cargo do Administrator da rede de automação, com LOGIN e SENHA, pois esta condição e uma possibilidade emergencial para operar a planta de processo em caso extremo.

Painéis Locais

O painel local, deve ser concebido um por cada equipamento ou vaso, ou quando da possibilidade de um para mais de um equipamento de um mesmo sistema, e deve ser implantado de maneira a facilitar a montagem dos instrumentos de campo, arranjo de cabos, acomodação de dispositivos para conexão em FIELDBUS FOUNDATION, agilidade de manutenção e operação dos mesmos, sendo assim estes painéis locais devem acomodar em parte frontal, todas as sinaleiras dos instrumentos de campo instalados no equipamento ou vaso, oriundas de pressostatos, chaves de nível, termostatos e etc, que causam ESD-2 (Emergency Shut-Down nível 2), botoeiras de PARTIDA/PARADA de motores, chaves de comando de bombas LOCAL ou REMOTO, botoeiras de TESTE LÂMPADAS e REARME local, chaves de Painel em TESTE ou NORMAL.

No topo do painel deve ser instalado um sistema de calibração hidráulico, composto por engate rápido, manômetro com o range dentro do valor necessário por cada equipamento que este painel estiver associado, válvulas de três vias do tipo esfera para alinhar os pressostatos que serão instalados na lateral deste painel, para a condição de teste ou processo. Este sistema instalado sobre o painel local visa otimizar a manutenção/calibração de todos os instrumentos a esse painel conectado, quer sejam pressostatos, termostatos, chaves de nível e etc.

Deve-se lembrar que ao acionar a botoeira de TESTE do painel local para a posição TESTE, deverá ser gerado na ECOS uma solicitação para habilitação do teste ao operador na sala de controle, cujo qual monitorará a execução dos trabalhos ou STARTUP, garantindo assim a segurança por uma operação assistida obrigatoriamente pelo operador na sala de controle, após a habilitação ter sido efetivada no painel, permitirá ao campo efetuar as manobras, quer sejam para operação ou manutenção do equipamento solicitado. Esta condição por se tratar de uma condição anormal de operação exige um período de tempo para se manter nesta condição, portanto o teste será habilitado

por no máximo 60 min, onde por um período de tempo cerca de 55 minutos o painel estará com suas saídas de shutdown inibidas, indicando no painel local, ECOS, registros de eventos em que situação o referido painel se encontra. porém não derrubará a planta de processo. Após este período, ou seja nos 5 min restantes, deverá ser gerado um alarme na ECOS com flashing das lâmpadas no painel local indicando que o período de tempo está para expirar, dando ao operador possibilidade de revalidar a condição ou não. Caso o operador não revalide o tempo de teste o CLP entenderá que não esta sendo feito nenhuma intervenção no mesmo e após esses 5 min, completando assim o ciclo de uma hora de teste, colocará automaticamente o painel na condição NORMAL, onde caso exista algum alarme já em andamento efetuará a lógica de segurança parando o processo.

Em caso de parada de processo, a causa estará disponível para o operador de várias maneiras para identificar:

- Indicação visual do alarme no painel local.
- Indicação sonora na planta de processo.
- Indicação visual na ECOS e sonora no CP-001 (painel de controle onde estarão acomodados os micros.), e será gerado um arquivo automaticamente para guardar todo e qualquer evento gerado na ECOS em disco rígido para análise posterior.
- Indicação de alarme por equipamento no anunciador de alarme **Ronan** instalado no PN-001 na sala de controle de P-XIV e no PN-1410101 na sala de controle de PMLZ-1.
- Indicação do evento registrado na impressora registrando a data, hora e a descrição do alarme e deve ser instalada ao lado do CP-001.

Após o alarme efetuado, e a lógica de segurança ter atuado, o operador deverá ir até o equipamento em questão, verificar todo o equipamento, as causas do determinado alarme, e depois de normalizado todas as condições externas pertinentes ao equipamento, efetuar o RESET do painel local. Caso a condição para o alarme desapareça, a lâmpada no painel local irá apagar, permitindo assim que o operador na sala de controle possa efetuar o Master Reset (tanto pela ECOS, como por uma botoeira de **Reset** instalada no PN-001, instalado na sala de controle.), que permitirá remover a condição segura de ESD-2 indicada no anunciador de alarmes e colocar novamente a plataforma em condição normal de funcionamento.

Sinalização no painel local, anunciador RONAN ou na tela da ECOS, indica que a planta esta passando por uma condição anormal, portanto para a plataforma estar operando em condicao normal, nenhum alarme deve estar ativado.

Sempre que for efetuado um By-Pass, Forces ou Override, o operador deve comunicar seu supervisor a condição do processo e acionar a manutenção para tomadas das medidas necessárias, visando a solução da anomalia.

Rede Fieldbus

Os controles analógicos, para a planta de processo, nesta concepção encontram-se separados das decisões de alarme e controle lógico, sendo que a aquisição de dados de controle via FIELDBUS FOUNDATION ou 4-20 mA quando aplicável, deverá ser processada por um controlador dedicado a essa função denominado Gateway DELTA V, instalado no interior do PN-001 e do PN-1410101 e os sinais de controle para shutdown e alarmes deverá ser processado por um CLP também instalado neste painel, estando próximo um do outro de maneira a interliga-los, formando assim a base da automação da planta de processo.

O processador do Gateway DELTA V, irá receber os dados dos instrumentos de transmissão de nível, pressão, temperatura, vazão e etc. e disponibilizará essa informação para a ECOS, cuja qual será responsável pela interface entre o operador e o DELTA V. Convém lembrar que o micro que gerencia a rede FIELDBUS FOUNDATION no CP-001 também estará recebendo os dados deste Gateway.

Através dos valores analógicos em unidades de engenharia, proveniente

do instrumento de controle de campo, será possível gerar alarmes digitais intermediários pelo supervisório ECOS, esses alarmes intermediários de HIGH (alto) e LOW (baixo), antes de ocorrer o ESD-2 pelo instrumento de campo, que por agora pode ser considerado os alarmes de HIGH HIGH e LOW LOW. Resumindo, o instrumento de campo da rede FIELDBUS envia sinais para o controle e a ECOS gera os alarmes intermediários que não darão Shut Down, e os sinais de Shut Down serão gerados nos instrumentos tipo switch de campo, pressosto, termostato ou chaves de nível.

Como, tanto o DELTA V como o CLP estão no mesmo painel na sala de controle, no PN-001 o mesmo utilizará cartões de interface de maneira a disponibilizar estas informações na ECOS e posteriormente no registrador de eventos.

Um detalhe na filosofia a ser implementada, diz respeito à configuração dos controladores, que irão executar as funções de PID, pois como estamos utilizando uma rede de controle analógica inteligente, o módulo lógico PID de controle, deve ser configurado sempre que possível em seu respectivo posicionador referente à válvula de controle da malha em funcionamento (LCV,PCV, etc.)

Utilizando a filosofia de painéis locais, a rede FIELDBUS estará disponível dentro destes painéis, com conexões reservas para instalação de terminais de manutenção no campo, que pode ser feito por Handheld, ou laptop a esse fim dedicado. Por se tratar de instalação com barreira de segurança intrínseca, possibilita a manipulação quer por parte da manutenção, ou operação, podendo abrir o painel e efetuar a conexão ou desconexão da fiação da rede FIELDBUS sem a geração de centelha, uma das grandes vantagens deste sistema. Caso venha a ser necessário alguma intervenção no controle diretamente no campo, dentro do painel, basta conectar o laptop no bloco FIELDBUS e terá acesso a rede dedicada a determinado painel, e assim mudar ações de controle do PID como (Ação proporcional, integral e derivativa), para otimizar no local a estabilidade do processo, como também uma reconfiguração da rede local por equipamento de instrumentos por parte da manutenção no referido painel.

Para uma ampla visualização da rede dentro do PN-001 será instalado o mesmo bloco para visualização de toda a rede ou por equipamento, dependendo então da posição onde o técnico de operação ou manutenção conectar o laptop.

Como estamos utilizando painéis locais, um para cada equipamento, a rede FIELDBUS deve ser projetada e instalada para que um instrumento de uma malha não atue uma válvula que esta conectada a outra malha. Ou seja durante o projeto distribuir as malhas de rede FIELDBUS fechando sempre o Loop de controle nela mesma.

Instrumentação DELTA V

Este micro conforme já dito anteriormente tem importância fundamental e também sera instalado no CP-001 poderá ser utilizado tanto para manutenção como para operação e efetuará 2 funções básicas, que e a manutenção preditiva e operação da planta via FIELDBUS.

Manutenção Preditiva

O Gateway DELTA V acima referido disponibilizará a um computador instalado na sala de controle através de um software denominado AMS ou FMS, todos os dados possíveis dos instrumentos acoplados à rede FIELDBUS, indicando possíveis falhas dos instrumentos, vida útil e etc, facilitando assim a manutenção periódica pré-programada.

Disponibilizará a visualização e configuração geral da rede FIELDBUS, para reconfiguração, assinatura de instrumentos pela rede e etc.

Operação da planta Via FIELDBUS

O sistema de interface ECOS utilizando software VXL já consagrado por toda a PETROBRAS é muito confiável, por utilizar equipamentos de médio porte de hardware e rodando sobre uma base operacional muito estável e também consagrada, denominada VMS, porém em caso de uma falha da interface com a ECOS, a rede FIELDBUS mantém a planta funcionando

normalmente nas configurações existentes nos instrumentos, e mesmo assim caso seja necessário alterar qualquer valor nos controladores da planta seja set points pressão, nível etc, ou alterações no PID como ação proporcional, integral ou derivativa, os mesmos poderão ser efetuados por este micro.

Este micro deverá ser conectado a uma impressora e gerar relatórios tanto para a manutenção, como para a operação, sempre que assim for solicitado.

Para que isso seja possível este micro deve ser dotado de 2 HD e de um sistema supervisório capaz de interagir com o Gateway DELTA V.

Micro para o CLP

Tendo em vista que a linguagem de configuração dos CLPs é diferente da do DELTA V e como a filosofia da planta de processo é separar controle analógico de controle digital, será instalado outro micro na sala de controle que terá a função de efetuar manutenção nos CLPs Allen Bradley da planta de processo, onde seja possível, a restauração de arquivos para o CLP, a reconfiguração de LADDER e etc.

Este micro possui uma particularidade onde se torna possível efetuar FORCES nos ladders simulando um by-pass nos instrumentos da planta, sendo que assim torna-se uma excelente ferramenta em caso de falha generalizada na ECOS, permitindo assim uma possibilidade de produzir a planta de processo com o auxilio do operador interagindo diretamente com o LADDER.

Dentro deste micro estará sendo disponibilizado um software denominado Rslogix 5 que será responsável pela interface da manutenção com a rede de CLPs , para tanto este micro deverá estar habilitado a gerar impressão de LADDERs na impressora, como o micro para o DELTA V.

(**Nota**: ao implementar o RSview 32 poderá ser gerado também registro de eventos).

No breaks e Carregadores de Baterias.

Em caso de falha de energia elétrica da plataforma esta sendo considerado dois no breaks senoidal de 115 V ac responsável por garantir as 2 estações ECOS, para 2 micros e impressora, existindo toda a interligação elétrica dos mesmos dentro do CP-001 e distribuídos por um painel de distribuição Vac dentro do CP-001.

Está sendo estimado o tempo de no mínimo 30 min para autonomia de todo o sistema de supervisão do CP-001. Estes no breaks deverão ser instalados dentro do CP-001e ter baterias seladas para evitar emissão de gases na sala de controle.

No caso de P-XIV, como o container de produção deixará de ser sala habitada, deverá ser instalado dentro deste container 2 conjuntos de carregadores e seus respectivos bancos de baterias, incluindo um painel de distribuição 24 Vdc com capacidade suficiente para atender toda a demanda de carga exigida para o correto funcionamento de toda sinalização, instrumentos, solenóides, rádios-modem, CLP, DELTA V e etc.

Para PMLZ-1 deverá ser refeito o cálculo de carga para acondicionar os bancos de baterias a nova carga de instrumentos que será acrescentada.

A filosofia para distribuição 24 V cc deve ser realizada através de um painel com chaves de dedicação para cada banco (BANCO 1, DESLIGADO, BANCO 2) com disjuntores de proteção dos barramentos, indicação da tensão de cada barramento e pontos de testes por bornes com indicação de positivo e negativo, em PMLZ-1 já há este painel de distribuição, devendo ser criado um em P-XIV junto com a instalação dos carregadores na antiga sala de controle.

Separadores de testes

Deve ser dada atenção na qualidade e precisão dos instrumentos instalados nesses vasos, pois estes por sua vez, disponibilizarão, todos os dados coletados, em relatório para análise por parte dos engenheiros e técnicos de reservatório, estes devem manter cópia com histórico, em disco rígido. Devendo assim enquadrar conforme portaria da ANP.

ANP e Gás

Com o intuito de atender normas da ANP, será feita a medição corrigida do gás produzido por intermédio de computadores de vazão, utilizando como elemento primário a placa de orifício utilizando, válvulas DANIEL ou flanges. Os sensores dos computadores de vazão serão

instalados nos separadores de teste e produção (neste caso somente se especificado por MD), gás combustível e gás direcionado aos queimadores ou flare e nos SKIDS de medição, onde o somatório das vazões instantâneas e totalizadas, estarão disponíveis em relatórios e arquivos na ECOS. As medições deverão ser enviadas a um computador de vazão destinado a esse fim atendendo as normas AGA vigentes e aceitas pela ANP

ANP e óleo e condensado.

Neste tópico utilizaremos medidores que possam ser utilizados com Gás emulsionado do tipo Coriolis ou Deslocamento positivo, com precisão melhor que de 0,2 % para efetuar medição de vazão para efeito fiscal, que serão instalados nos separadores de teste, produção, nos skids de medição trem "A" e "B", sendo estas medições enviadas a computadores de vazão dedicados a esse fim atendendo a normas API vigentes e aceitas pela ANP. A medição de Óleo e condensado deve também ser enviadas para a ECOS e gerar os relatórios necessários.

ANP e águade fundo

Neste tópico utilizaremos medidores magnéticos, onde permitido pelas condições de condutividade e ausências de sólidos em suspensão. Na impossibilidade de ser utilizado este instrumento, utilizaremos deslocamento positivo e a seguir placa de orifício, estando os medidores conforme solicitação do regulamento da ANP, esta medição também ser enviadas para a ECOS e gerar os relatórios necessários

Cabeça dos poços

A leitura precisa de cabeça de poço deve ser considerada em toda arquitetura, pois fornece ao pessoal de reservatório, os dados confiáveis de acompanhamento do comportamento do poço. Este acompanhamento será efetuado por transmissores de pressão e temperatura.

Disponibilidade Operacional

Uma das muitas vantagens de um sistema automatizado, advém de sua disponibilidade operacional, e confiabilidade, portanto após a implementação do projeto a planta devera atingir o patamar de disponibilidade de 100 % de operação.

SMS

Como já foi dito anteriormente o objetivo e manter 100 % da operacionalidade da planta de processo, desde que não agrida a nenhum fator de :

- Segurança,
- Meio Ambiente e
- Saúde

A planta de processo deve sempre atingir a condição de segurança, exigido por cada projeto das plataformas, quando os parâmetros de controle operacional ultrapassar os limites de operação, sendo eles:

- Nível
- Pressão
- Temperatura
- Vibração e etc.

Para isso deve ser utilizado as chaves de nível, os pressostatos, termostatos, chaves de vibração, nas condições de limite operacional gerando alarmes de **HH** HIGH HIGH (Muito Alto) e **LL** LOW LOW (Muito Baixo), gerando a parada de emergência nível 2.

Niveis de Parada de Emergência (ESD)

ESD-1 Parada individual por Equipamento

Por motivo de segurança operacional especifica, para cada equipamento.

ESD-2 Parada de Produção

Para a planta de processo, isolando a entrada e saída de liquido dos vaso, abrindo a PV de gás em plantas de óleo e mantendo pressurizado os vaso em planta de gás.

Fecha as válvulas Wing e Máster das cabeças de poços na arvore de natal seca ou molhada.

ESD-3 Parada de Produção

Idem ao ESD-2, porém fecham também as válvulas de segurança DHSV ou SSSV

ESD-4 Preparação para Abandono.

Isolação das SDVs de entrada e saída de liquido dos vasos, despressurização da planta de processo, Isolação elétrica

Segurança dos Vasos da Planta de Processo e Manifold

Todo Vaso deve possuir Sdv's de isolação da corrente de liquido, bem como as LV's devem ser concebidas na falta de ar FECHA.

As PV's de gás devem ser concebidas na falta de ar abre. Porém, em plantas de gás deve existir solenóide na lógica que garanta o fechamento (desde que não falte ar de instrumento), das PV de gás garantindo assim a planta pressurizada.

Todo Manifold deve possuir SDV de isolação de suas saídas para as entradas dos Vasos Separadores.

Sempre devera existir uma SDV na saída da Plataforma para o Gasoduto/Oleoduto.

Monitoração de Fogo & Gás.

Toda plataforma deve possuir sistema de detecção de fogo e gás, podendo utilizar sensores de UV, sensores termovelocimétricos, sensores de fumaça, sensores de Gás Metano, sensores de Gás H2S, conforme as necessidades do estudo de cada plataforma, lembrando que devem sr efetuada por votação de 2 sensores por zona para ocasionar o ESD-3 e apenas um sensor alarme em toda a plataforma, indicando no supervisório o local do sinistro e ativar automaticamente as bombas de incêndio.

Todos os alarme de falha devem ser encaminhados a ECOS.

(Filosofia elaborada por Nerivaldo Marangão, Petrobrás, Rota 851 6588)

TekApostilas\Automacao Automação Aplicações.doc 20 MAR 03